

CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA TARIFARIO EFICIENTE PARA EL SECTOR ELÉCTRICO

Expositor:

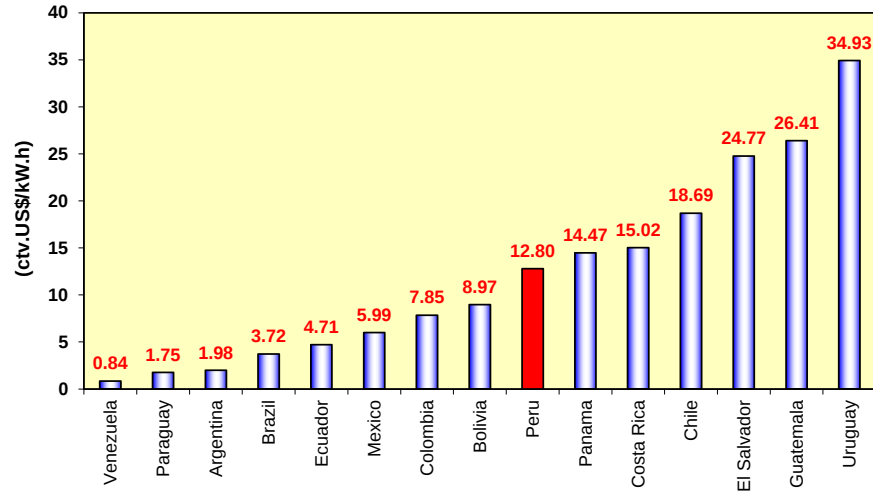
Dr. Miguel REVOLO ACEVEDO

Santo Domingo, Abril de 2015

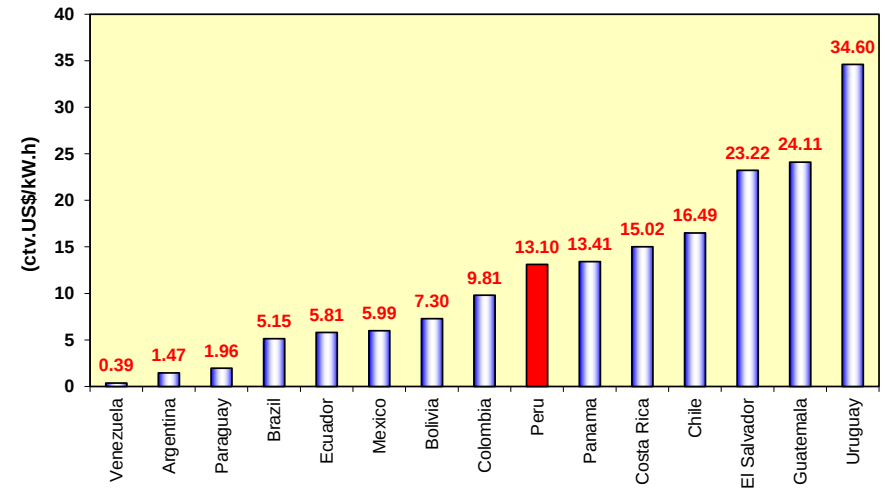
Latinoamérica— Tarifa Residencial

Primer Trimestre 2014

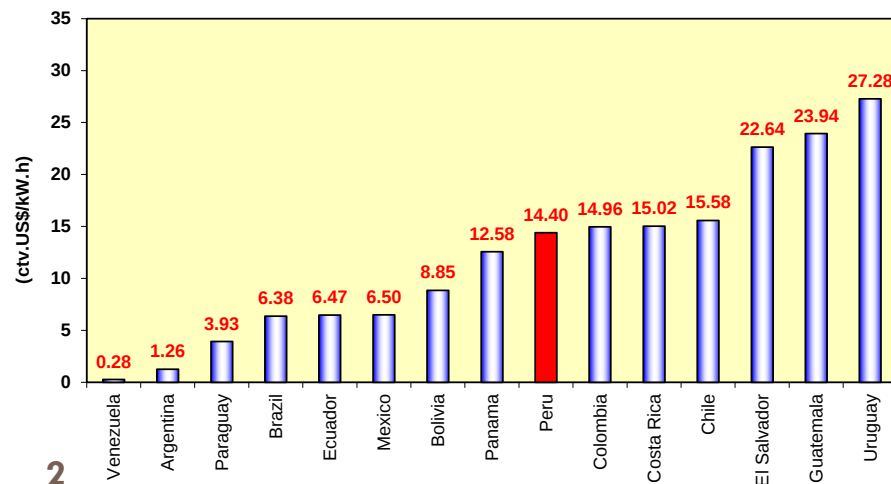
Residential Tariff - Monthly Consumption 30 kW.h



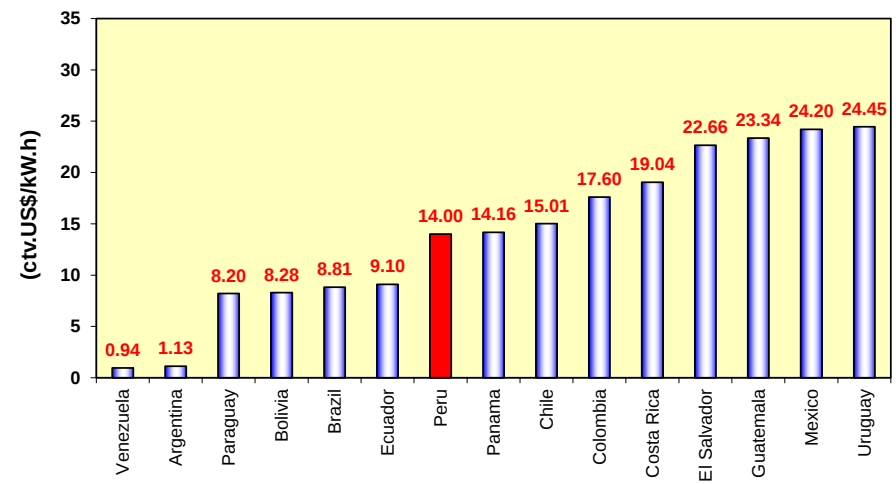
Residential Tariff - Monthly Consumption 65 kW.h



Residential Tariff - Monthly Consumption 125 kW.h



Residential Tariff - Monthly Consumption 300 kW.h

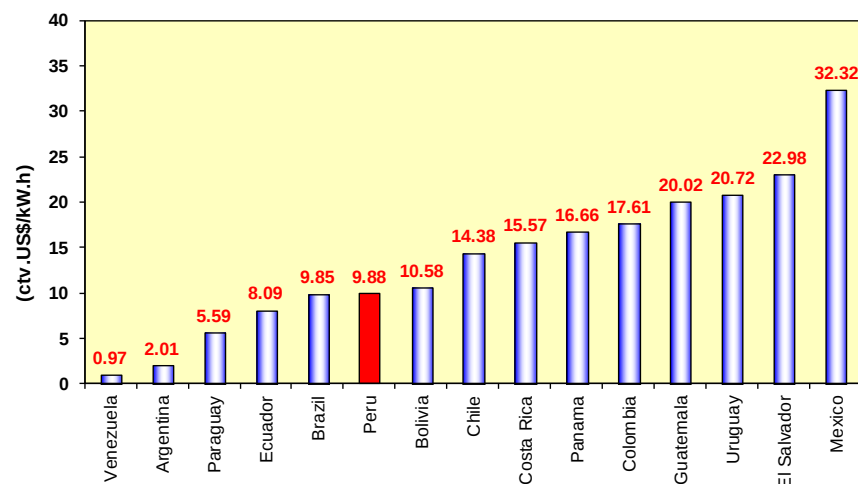


Latinoamérica– Tarifa Comercial e Industrial

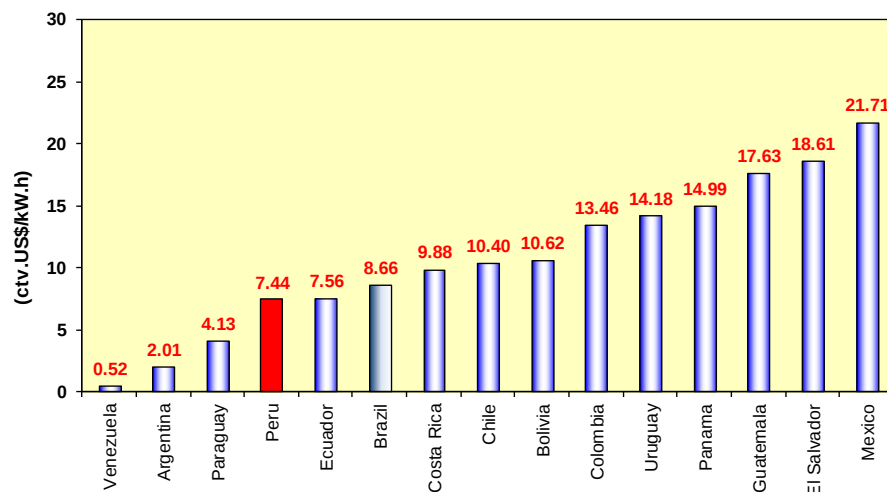
Primer Trimestre 2014

3

Commercial Tariff - Monthly Consumption 50 000 kW.h



Industrial Tariff - Monthly Consumption 50 000 kW.h



Precios en barra de Sistemas Aislados

4

Fijación de Mayo 2014 – Precios en Barra Efectivo

Empresa	Tensión (kV)	PPM US\$/./kW-mes	PEMP ctv. US\$/kWh	PEMF ctv. US\$/kWh	CVT ctv. US\$/kWh	CVT US\$/MWh
Adinelsa	MT	10.81	8.58	8.58	11.31	113.05
Chavimochic	MT	10.81	8.58	8.58	11.31	113.05
Edelnor	MT	10.81	8.58	8.58	11.31	113.05
Electro Oriente	MT	14.94	19.49	19.49	23.26	232.61
Electro Sur Este	MT	20.16	25.91	25.91	31.00	310.03
Electro Ucayali	MT	10.81	8.58	8.58	11.31	113.05
Eilhicha	MT	10.81	8.58	8.58	11.31	113.05
Electronorte	MT	16.50	13.21	13.21	17.38	173.80
Hidrandina	MT	23.83	18.53	18.53	24.55	245.49
Seal	MT	17.68	17.95	17.95	22.42	224.17

Tarifa Residencial sin FOSE (G, T, D) (ctv. US\$/kW.h)

5

Sistema Interconectado Sin Fose

	G	T	D	TOTAL
Lima	7.1	2.0	4.5	13.6
	52%	15%	33%	
Arequipa	7.8	2.2	6.1	16.0
	49%	14%	38%	
Rural	8.4	3.4	13.1	24.9
	34%	14%	53%	

Sin Compensación Sistemas Aislados (Térmico)

Iquitos	21.3	7.3	28.6
	75%	25%	

Con Compensación Sistemas Aislados (Térmico)

Iquitos	8.6	7.3	15.9
	54%	46%	

Sistema de precios

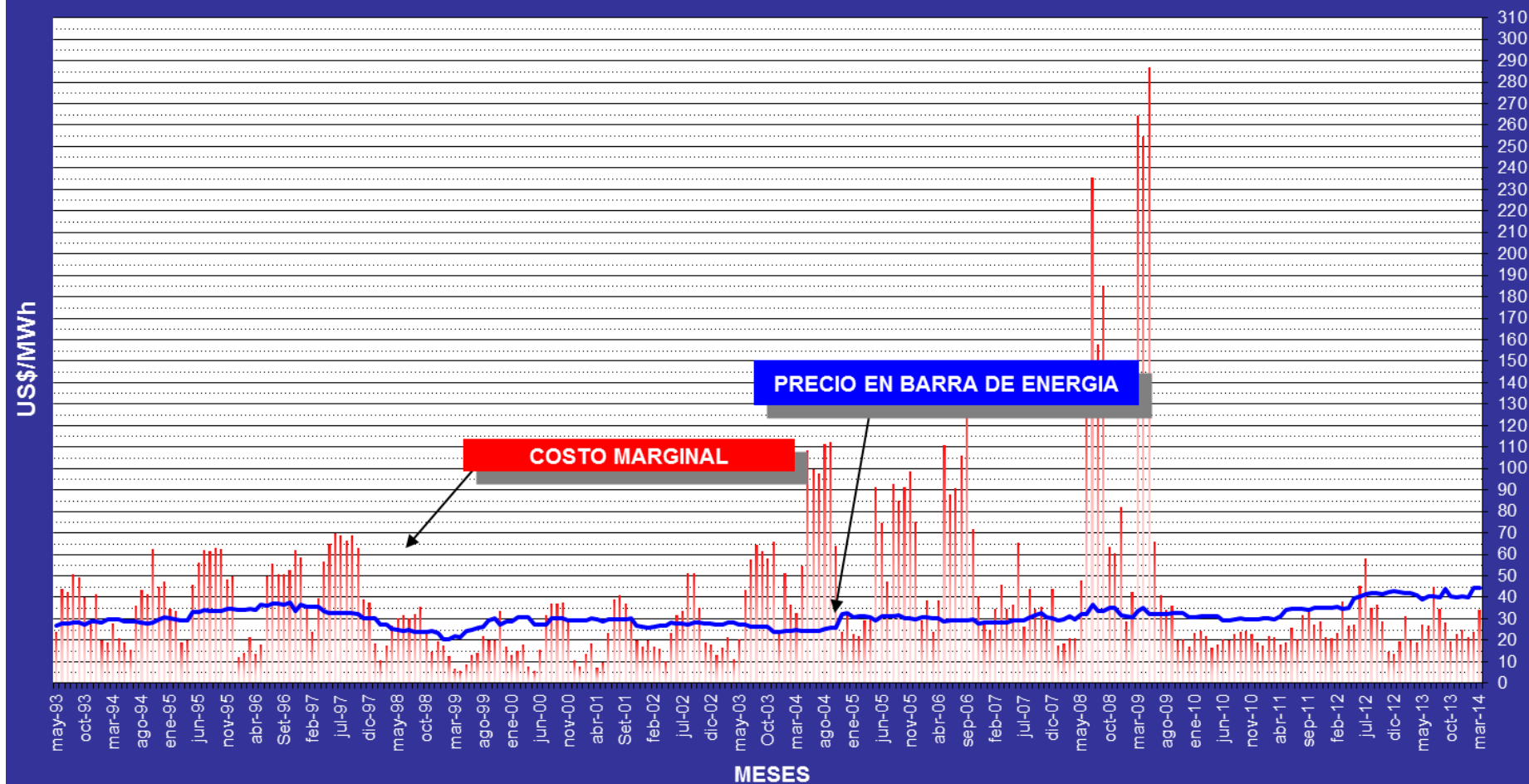
6

Segmento	Principios, Criterios y Metodología		Período
Generación	Competencia entre Generadores		
	Opción 1 (LCE): Competencia en el mercado	Energía: Costos Marginales producto de la operación del sistema (Costo de la última unidad despachada)	12 meses
		Potencia: Costos Marginales producto de la central de mínimo costo de inversión para abastecer la punta (Turbina a Gas)	
	Opción 2 (LDE): Competencia por el mercado	Licitaciones de energía: corto y largo plazo	Permanente
	Opción 3: Subastas de Proinversión	Subastas de hidroeléctricas	Eventual
	Opción 4: Subastas RER	Subastas de recursos energéticos renovables (eólica, solar, biomasa e hidroeléctricas menores de 20 MW)	Cada 24 meses

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas

LDE: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

COSTO MARGINAL Y TARIFA EN BARRA PONDERADO MENSUAL SEIN COSTO EQUIVALENTE EN BARRA SANTA ROSA



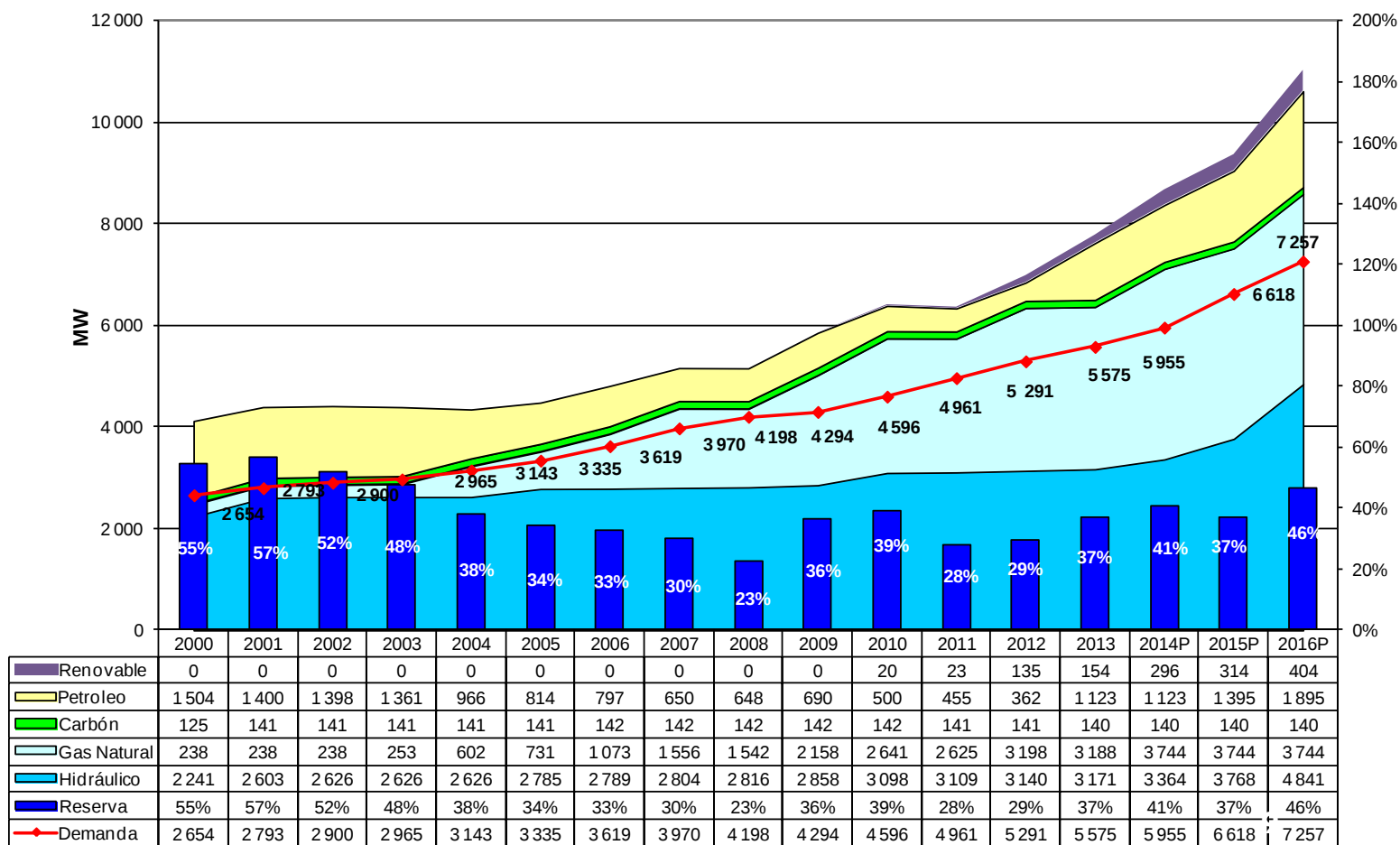
Costos de Generación Eléctrica

8

Tecnología	Costo de Inversión (US\$/KW)	Anualidad (US\$/Kw-año)	Costo Fijo (US\$/MWh)	Costo Variable (US\$/MWh)	Total (US\$/MWh)
Hidráulica A	2000	240.83	47.56	0.39	48
Hidráulica B	1500	180.62	36.99	0.39	37
Carbón	1000	124.14	20.03	38.84	59
CC-GN	550	70.12	12.93	22.92	36
CS-GN	350	46.86	8.73	33.43	42
CS-D2	350	46.86	10.91	283.18	294

Evolución de la Demanda y Oferta

Evolución de Demanda y Oferta (2000 - 2016P)



Sistema de precios

10

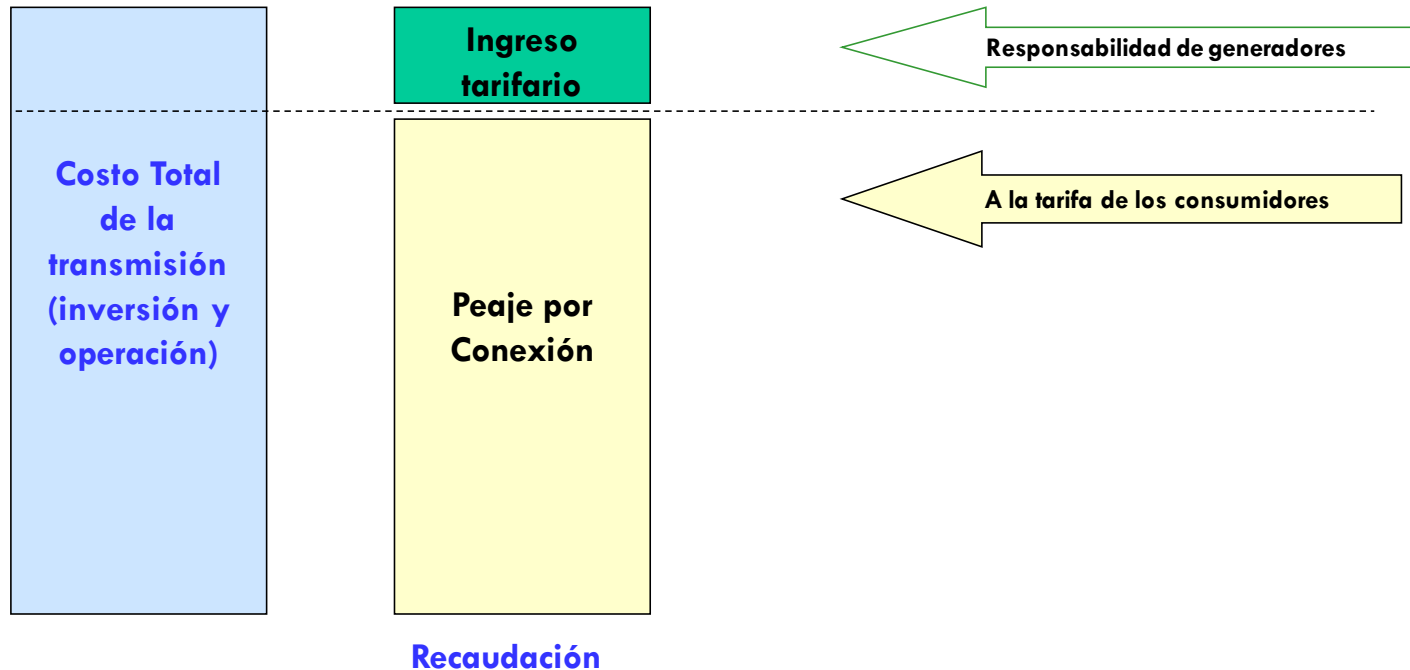
Segmento	Principios, Criterios y Metodología		Período
Transmisión	Monopolio Regulado / Concesiones		
	Opción 1 (LCE):	Costo Medio Eficiente de un Sistema Económicamente Adaptado	48 meses
		Sistema principal: Pagado por todos los consumidores finales	
		Sistema secundario: Pagado por los que usan físicamente las instalaciones	
	Opción 2 (LDE):	- Sistema garantizado - Planeamiento - Subastas BOOT - Subastas RAG (remuneración anual garantuizada)	Permanente - Plazo de 25 años
Distribución	Monopolio Natural		
	Costo Medio Eficiente para Empresas Modelo		48 meses
	Valor Agregado de Distribución por nivel de tensión		

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas

LDE: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

Tarifas del Sistema Principal de Transmisión

11



Criterio: Valor Nuevo de Reemplazo del SEA

$$\text{CTT} = @VNR + \text{COyM} = \text{Ingreso Tarifario} + \text{Peaje por Conexión}$$

Peaje de Transmisión – FITA 2014

12

Cargos Adicionales		US\$/./kW-month
Peaje de SPT		1.40
Peaje de SGT		1.50
Cargo Unitario de Prima por Generación RER		0.87
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No RF	0.03
	RF Talara	0.25
	RF de ILO	0.57
Cargo Unitario por Compensación de Generación Adicional		0.07
Cargo Unitario por Compensación de Costo Variable Adicional		1.44
Cargo Unitario por Compensación de Retiros Sin Contratos		0.00
Cargo Unitario por Compensación de FISE		0.13
Total		6.28

Alrededor del 53% del Peaje de Transmisión corresponde a Cargos Adicionales

Tarifa Residencial sin FOSE

(ctv. US\$/kW.h)

13

Sistema Eléctrico	Sector Típico	Tarifa Media (ctv. US\$/kW.h)		
		30 kW.h/month	65 kW.h/month	125 kW.h/month
Urbano - Alta Densidad	1	15.63	14.12	13.50
Urbano - Media Densidad	2	18.66	16.79	16.02
Urbano - Baja Densidad	3	23.08	21.15	20.36
Urbano-Rural	4	24.53	22.26	21.33
Rural	5	28.48	26.05	25.06
Rural con Medidor	RES	30.36	27.12	25.79
Media Tensión - Rural	Epecial	22.58	20.30	19.36
Tarifa Rural Fotovoltaica (SHS)		Costa (US\$/month)	Sierra (US\$/month)	Selva (US\$/month)
PV Rural -Inversión Privada ¹	80Wp	19.60	19.90	22.20
PV Rural -Inversión Pública ¹	80Wp	12.75	13.01	15.17

¹Antes de Impuestos

Tarifa Residencial con FOSE

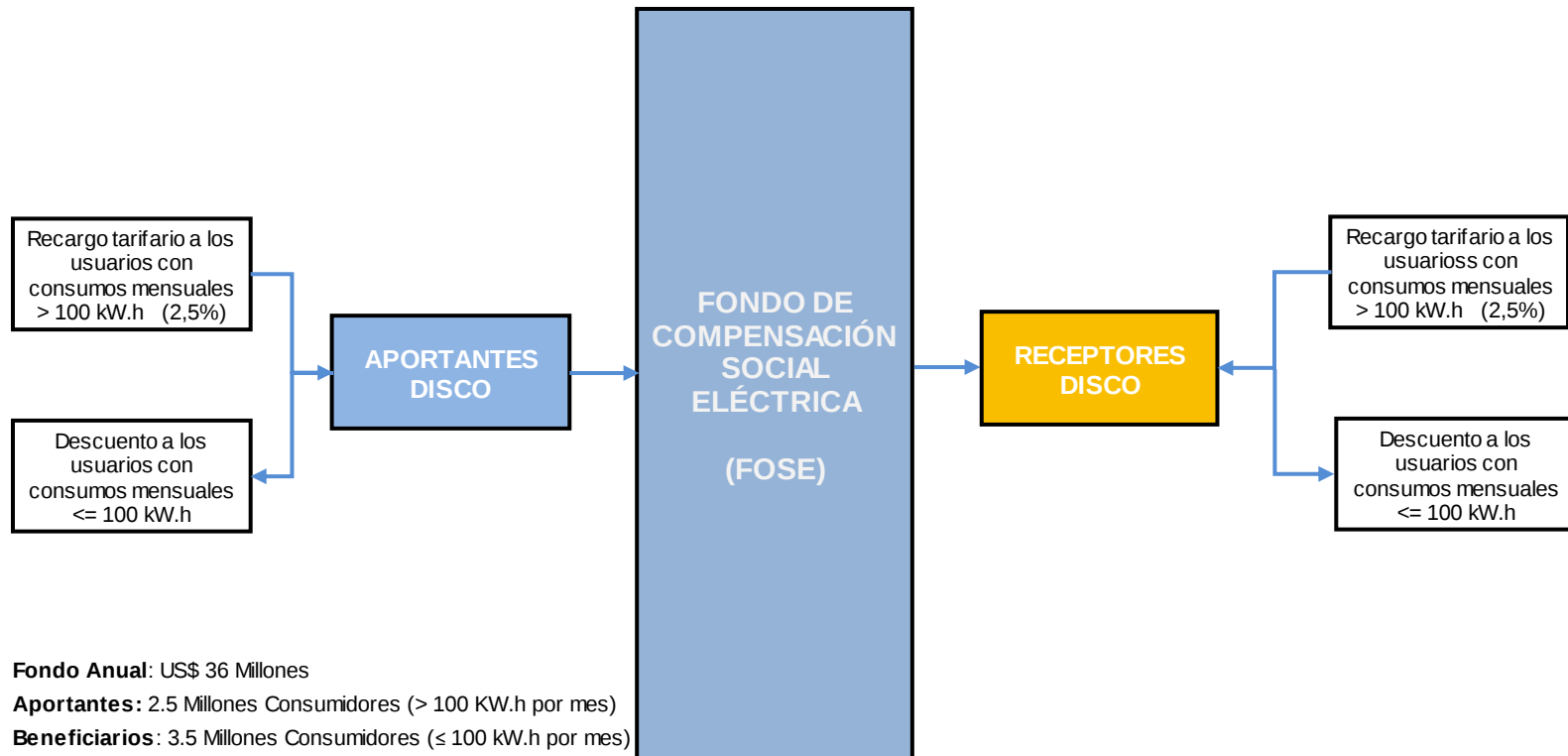
14

System	Sector Tipico	Tarifa Media (ctv. US\$/kW.h)		
		30 kW.h/month	65 kW.h/month	125 kW.h/month
Urbano - Alta Densidad	1	12.43	12.65	13.85
Urbano - Media Densidad	2	14.87	15.03	16.43
Urbano - Baja Densidad	3	18.20	18.90	20.89
Urbano-Rural	4	14.38	17.57	21.88
Rural	5	16.49	20.52	25.71
Rural con Medidor	RES	15.27	20.15	26.46
Media Tensión - Rural	Epecial	13.40	16.07	19.86
Tarifa Rural Fotovoltaica (SHS)		Costa (US\$/month)	Sierra (US\$/month)	Selva (US\$/month)
PV Rural -Inversión Privada ¹	80Wp	3.92	3.98	4.44
PV Rural -Inversión Pública ¹	80Wp	2.55	2.60	3.03

¹Antes de Impuestos

Mecanismo del FOSE

15



Atributos de la autonomía

16

AUTONOMÍA INSTITUCIONAL



Comportamiento del Regulador

17

- **Transparencia:**
 - ▣ Audiencias públicas,
 - ▣ Prepublicación y Publicación de Resoluciones,
 - ▣ Acceso a la información.
- **Predictibilidad:**
 - ▣ Normas y procedimientos de cálculo tarifario
 - ▣ Procedimientos de supervisión
 - ▣ Respecto al marco legal
- **Oportunidad**
 - ▣ Dentro de los plazos establecidos en los dispositivos legales
- **Consistencia técnica y económica**
 - ▣ Toma de decisiones basados en criterios técnicos y económicos

Grupos de interés y objetivos de la actividad regulatoria

18



Fuente: OSINERGMIN

MUCHAS GRACIAS

mra1988@yahoo.com

Estadísticas - PERU

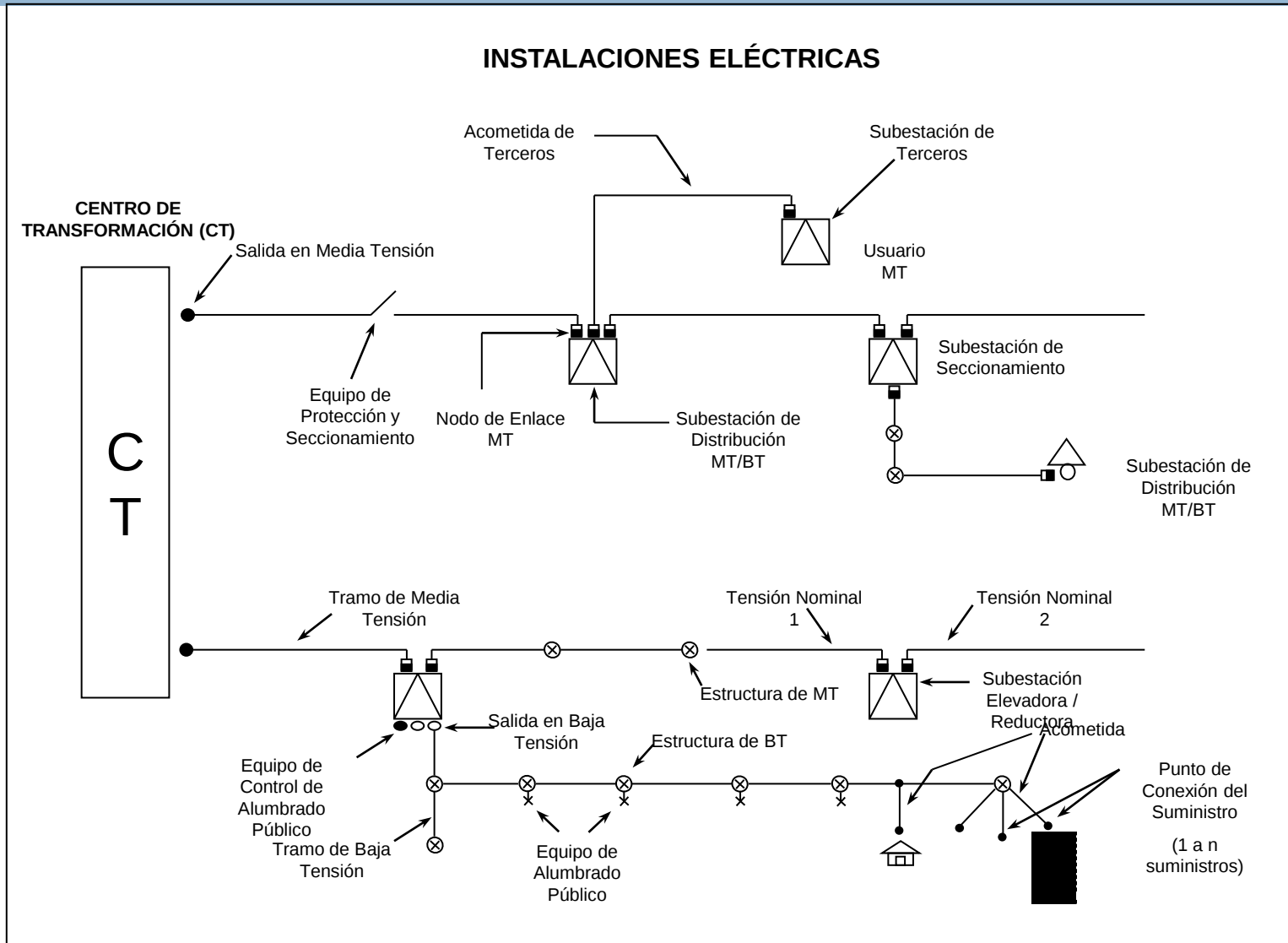
20



Estadísticas		
	1992	2013
Area	1 285 216 km2	1 285 216 km2
Población	22. 2 Millones	30 Millones
Nº of usuarios	2.0 Millones	6.5 Millones
Venta de Energía	7.3 TWh	39.6 TWh
Facturación	457 Millones US\$	3.8 Billones US\$
Tarifa Residencial	2 ctv. US\$/kWh	12.8 ctv US\$/kWh
Demanda Máxima	1 800 MW	5 575 MW
Capacidad instalada	2 600 MW	9 100 MW
Acceso (%)	49 %	92 %
Acceso- R (%)	7.2 %	70 %

Componentes de las Redes de Distribución Eléctrica

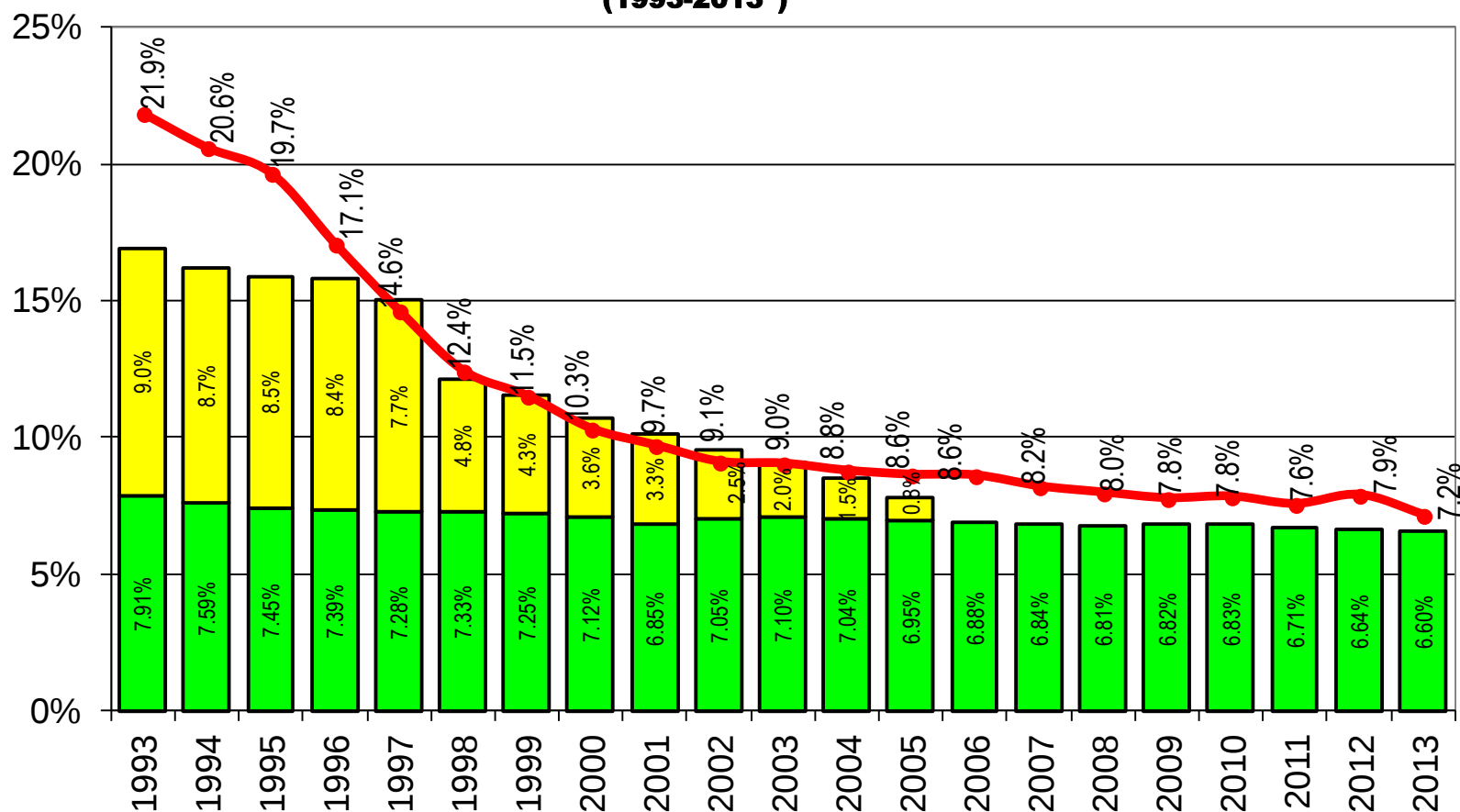
21



Pérdidas de Energía

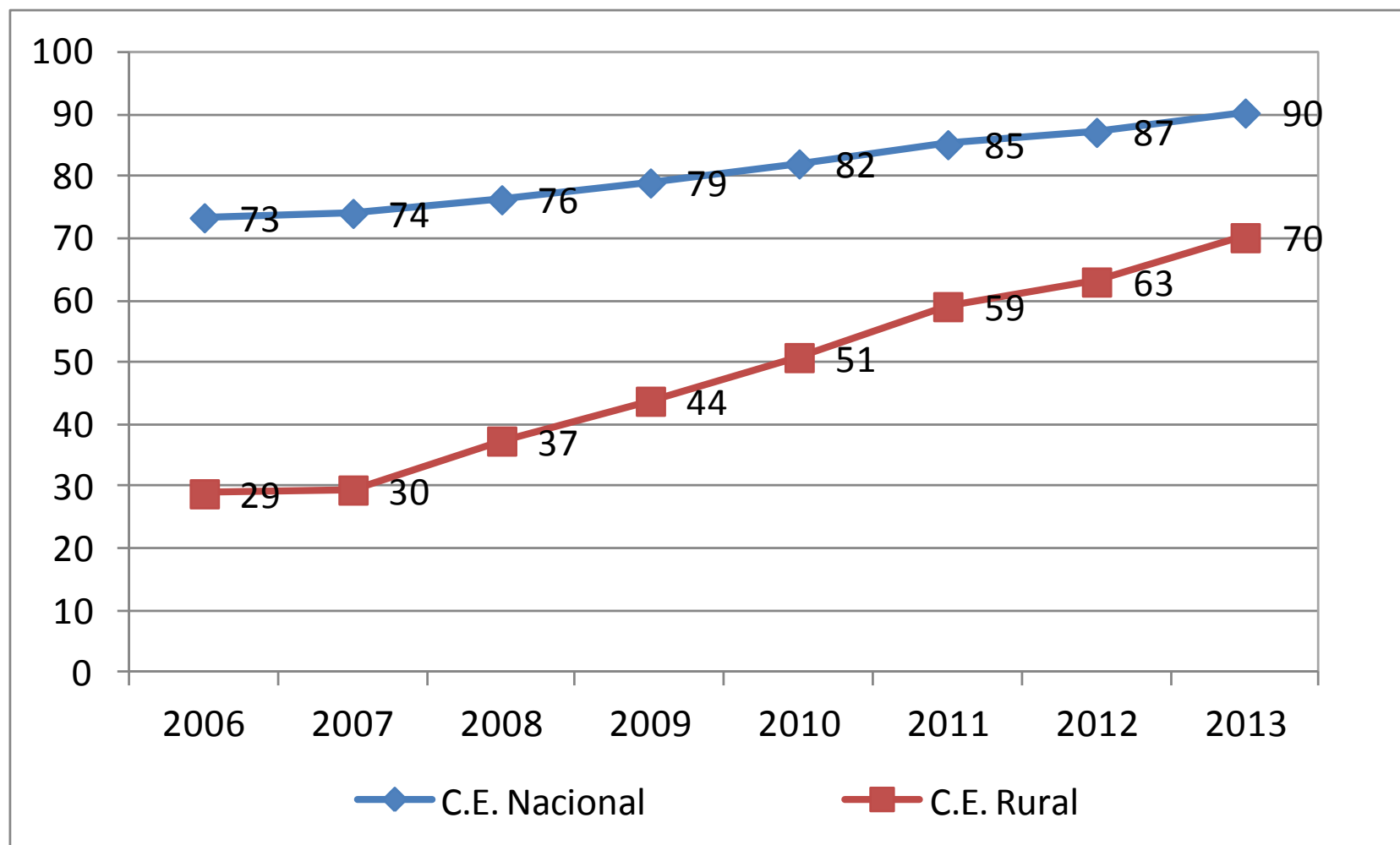
22

TOTAL PERÚ (1993-2013*)



Evolución del Coeficiente de Electrificación

23



Generación de Flujo de Efectivo (Millones de US\$)

24

EBITDA + AMORTIZATION & DEPRECIATION

