

4^{to} CONGRESO INTERNACIONAL

Supervisión del Servicio Eléctrico



EL PAPEL DEL REGULADOR EN LA PÉRDIDA DE COMPETITIVIDAD POR ALTOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Autor: Dr. Marlon Yong Chacón

Cargo: Asesor Regulador General.

Empresa u Organismo: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), Costa Rica



Contenido

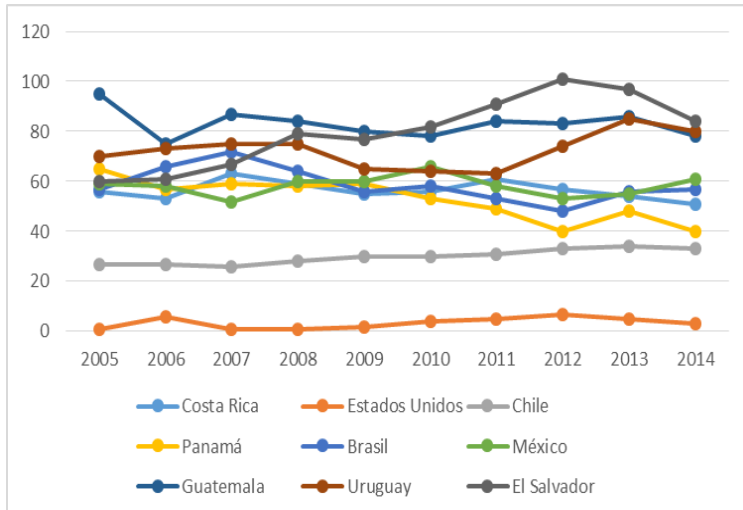
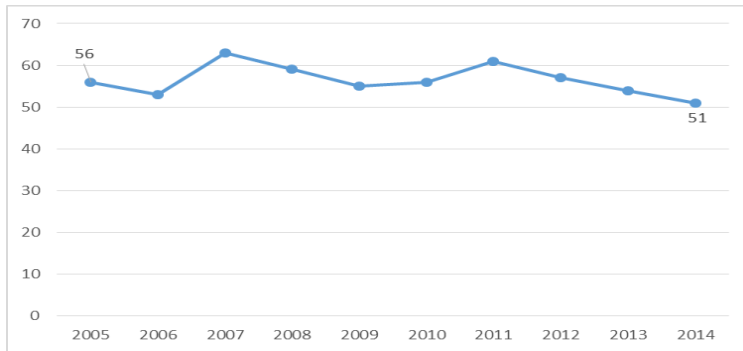
1. Hechos relevantes: “*evidencia*” en competitividad país y evidencia en “*precios relativos de la electricidad*”
2. Hechos relevantes y posibles causas de la tendencia y volatilidad en precios de la electricidad: “*temas sensibles*”
3. Papel del Regulador Activo en la relación “*multiagente-principal*”
4. Breves lecciones y recomendaciones



1 Hechos relevantes:
“*evidencia*” en competitividad
país y evidencia en “*precios
relativos de la electricidad*”



Costa Rica Competitividad (World Economic Forum) Posición, 2005-2014



Costa Rica Competitividad (World Economic Forum): “lo bueno”

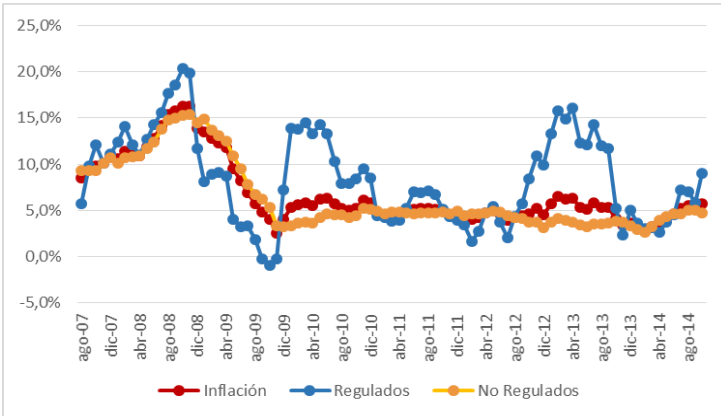
- Costa Rica tiene uno de los mejores sistemas de educación de la región (puesto 21).
- Alto nivel de tecnologías de información y comunicación (posición 45).
- Tiene buena capacidad de desarrollo de innovación (lugar 36).
- Inversión extranjera directa y Transferencia de tecnología (puesto 5).
- “Instituciones fuertes” (posición 46).

Costa Rica Competitividad (World Economic Forum): “lo malo”

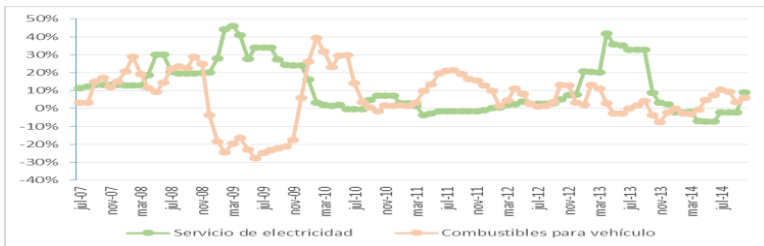
- Gasto del gobierno no es de las actividades más productivas (lugar 120).
- Pobre infraestructura de transporte (posición 108).
- Difícil acceso al financiamiento, ya sea vía patrimonio (puesto 117) o vía deuda (lugar 118).
- Desempeño de la macroeconomía y alto déficit fiscal (posición 116).



Inflación (IPC), Bienes Regulados y No Regulados Variación Interanual, 2007-2014



Precios de Servicio de Electricidad y Combustibles Variación Interanual, 2007-2014



Precios de electricidad

Posible correlación (“*cointegración*”) con rezago con precios de los combustibles (el tema del costo variable de combustible –CVC-.

Gastos en combustibles en el operador dominante es un 20%, para generación térmica)

Variaciones mensuales promedio: Patrones estacionales (2009m5- 2013m6). Por publicarse en Revista de Ciencias Económicas Universidad de Costa Rica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
General	0,95	0,61	0,25	0,38	0,41	0,23
Regulados	<u>1,96</u>	0,25	0,95	<u>1,43</u>	1,07	0,47
No regulados	0,68	<u>0,70</u>	0,07	0,10	0,24	0,17
Servicios	<u>1,71</u>	0,96	0,34	0,34	0,49	0,38
Servicios regulados	<u>2,88</u>	0,11	0,22	0,40	1,23	0,40
Servicios no regulados	<u>1,27</u>	<u>1,28</u>	0,39	0,30	0,23	0,37
Bienes	0,19	0,26	0,16	0,42	0,33	0,08
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
General	0,32	0,41	-0,01	0,35	0,40	0,74
Regulados	0,09	<u>0,76</u>	0,11	0,49	<u>0,62</u>	0,27
No regulados	<u>0,39</u>	0,32	-0,05	0,31	0,34	<u>0,87</u>
Servicios	0,23	0,54	0,16	0,38	0,48	0,68
Servicios regulados	-0,32	1,07	0,00	0,77	0,98	0,75
Servicios no regulados	0,43	0,35	0,21	0,24	0,30	0,66
Bienes	0,41	0,28	-0,19	0,31	0,32	<u>0,78</u>

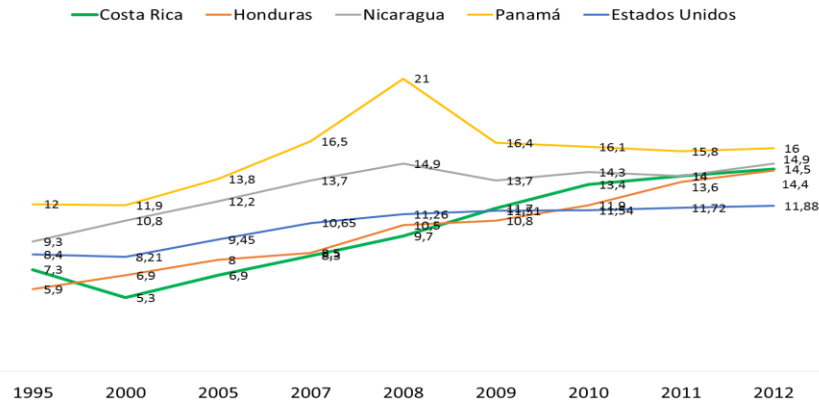
Persistencia inflacionaria

- Variaciones del IPC son mayores en enero y diciembre (estacionalidad)
- Precio de servicios de bienes regulados tienden a aumentar en mayor magnitud en enero, abril, agosto y noviembre
- Canasta de bienes regulados es un 20% del IPC
- Dificultad de inflación de un dígito en precios de los bienes regulados
- Mayor volatilidad de los precios de los bienes regulados que los no regulados (quizás por los tipos de ajuste modelos extraordinarios, ajustes exógenos)

Evidencia sobre las tarifas de electricidad

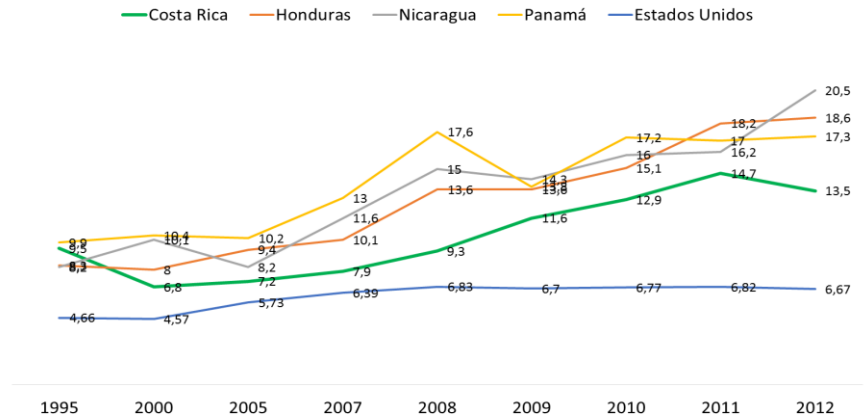


Gráfico 2. Precios promedio por el servicio de energía eléctrica para el sector residencial. Centroamérica y Estados Unidos. 1995-2012 (en centavos por kWh)



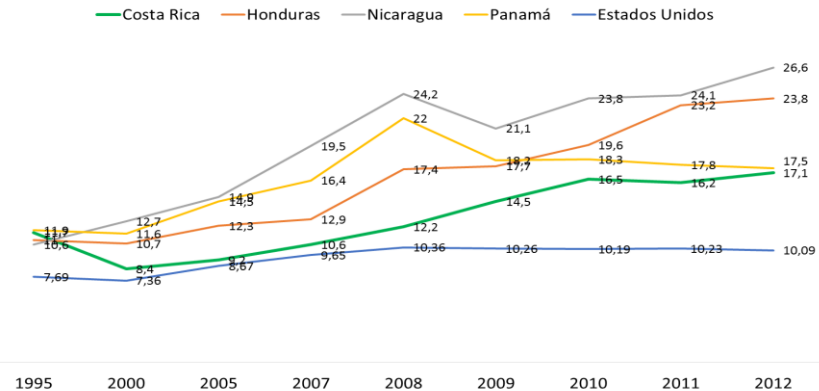
Fuente: Intendencia de Energía con datos de Cepal, EIA

Gráfico 4. Precios promedio por el servicio de energía eléctrica para el sector industrial en Centroamérica y Estados Unidos. 1995-2012 (en centavos por kWh)



Fuente: Intendencia de Energía con datos de Cepal, EIA

Gráfico 3. Precios promedio por el servicio de energía eléctrica para el sector comercial en Centroamérica y Estados Unidos. 1995-2012 (en centavos por kWh)



Fuente: Intendencia de Energía con datos de Cepal, EIA

- Tarifas en aumento en la mayoría en la muestra de países
- Tendencia más creciente de aumento en el sector residencia en Costa Rica
- En los sectores comercial e industrial, relativamente Costa Rica con menores tarifas que le resto de Centroamérica



2. Hechos relevantes y posibles causas de la tendencia y volatilidad en precios de la electricidad: *“temas sensibles”*



Lo histórico: 1884 San José tercera ciudad en el mundo (después de París y New York) con iluminación eléctrica; 1928 Se crea Servicio Nacional de Electricidad (SNE, hoy ARESEP) para nacionalizar generación eléctrica.; 1949 Se crea el Instituto Costarricense de Electricidad para promover grandes proyectos hidroeléctricos.

Modelo resultó exitoso: 99% de hogares con energía eléctrica de buena calidad; proyectos para cubrir restante 1% con celdas fotovoltaicas y una planta hidroeléctrica en Isla del Coco (532 Km de costa pacífica)

Mercado eléctrico en Costa Rica: lado de la Oferta

Generación

Térmica o geotérmica (solo grupo ICE o fideicomisos ICE)

Hidroeléctricas con embalses (grupo ICE, fideicomisos ICE, concesiones de la AL)

Generadores privados no cooperativas

Ley 7200 (1990): hidroeléctricas a filo de agua, eólica, solar, biomasa. Tope: 20 MW por proyecto; hasta 15% de la generación total del país

Ley 7508 (1995): Cualquier tecnología (excluida Térmica), Tope: 50 KW potencia, Esquema BOT a 20 años.

Residuos sólidos municipales solo con concesión.



Mercado eléctrico en Costa Rica: lado de la Oferta

Transmisión ICE 100%: Operador dominante controla red de alta tensión

Distribución: 8 Empresas distribuidoras, no pueden competir: 2 estatales (mismo grupo) 79%, 2 municipales 11% , 4 cooperativas 10%

Importación o exportación ICE 100%

Monopsonio ICE compra a generadores privados (sistemas de bandas)

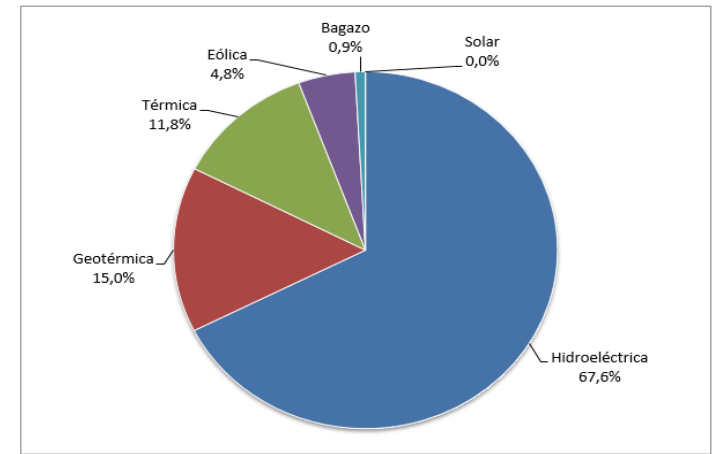
- **Generación tiene un operador dominante**, integrado verticalmente en la transmisión y distribución
- Operador dominante otorga contratos bilaterales (regulados) para generación
- **Distribución al por menor y por mayor tiene dos operadores dominantes**
- **Tecnología hidroeléctrica es la dominante pero no satisface la demanda** (horaria y en horas pico): uso de factor térmico, geotérmico, combustibles, geotérmica y otras (eólica)
- **Integración vertical en la transmisión:** operador dominante controla transmisión en la red de alta tensión
- Mercado al por menor con diversos operadores incluido el operador dominante
- Comercio centroamericano de electricidad:
- Tecnología depende de condiciones climáticas “*difíciles*” de predecir o de controlar
- **No hay mercados a futuros** para el cubrimiento de precios debido a condiciones climáticas
- **Oportunidad:** Mercado Eléctrico Regional creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Ley 7848)



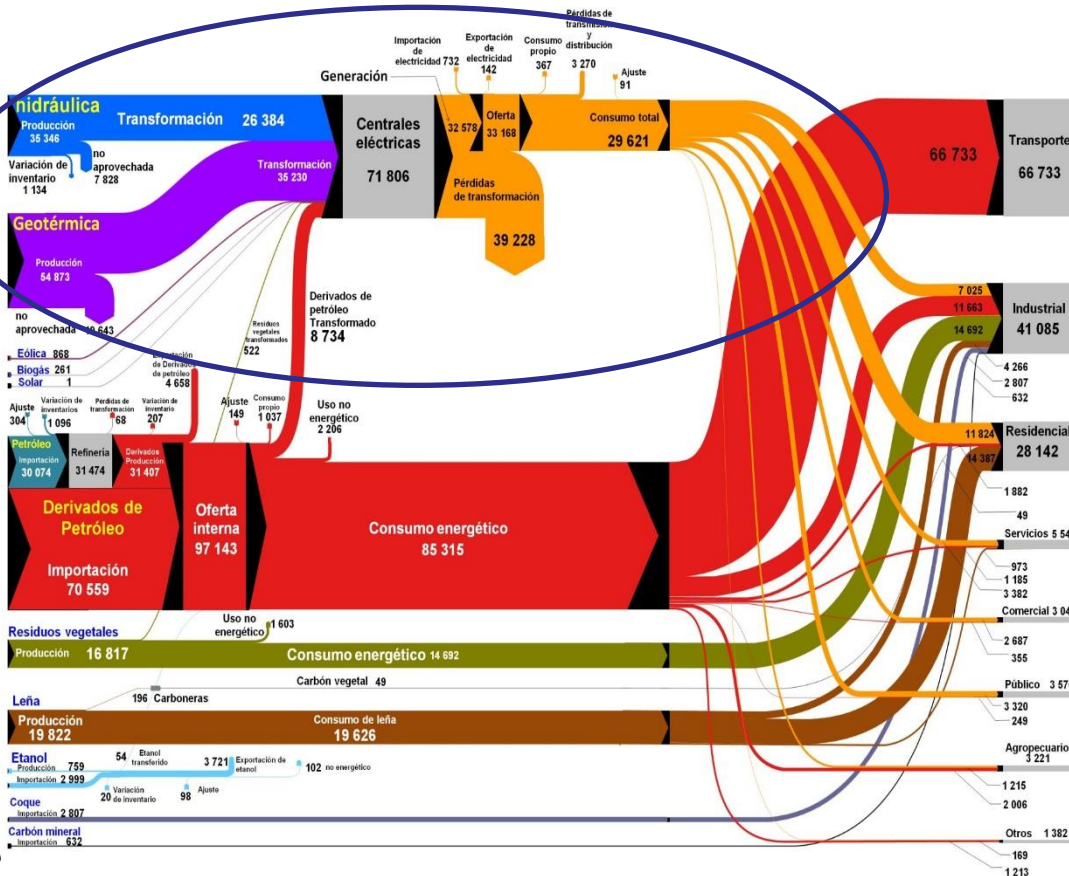
Matriz energética de Costa Rica (MINAET, año 2007)

- Consumo de energía del país es mayoritariamente por fuentes fósiles y energía hidráulica. Generación eléctrica es 76% hidro, 12% geotérmica, 7% Térmica, 4% Eólica y 1% Biomasa.
- Aproximadamente el sector electricidad (directo) es un 2% del PIB

COSTA RICA, SEN: GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TIPO DE FUENTE, 2013.
-DATOS EN PORCENTAJES-



Fuente: ARESEP y empresas distribuidoras



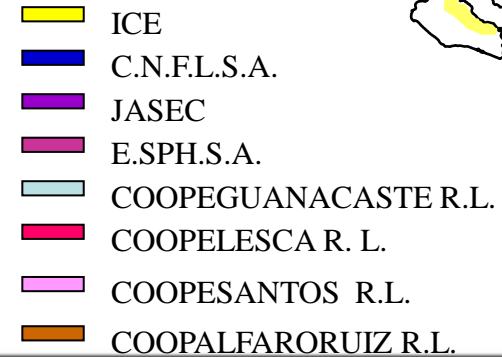
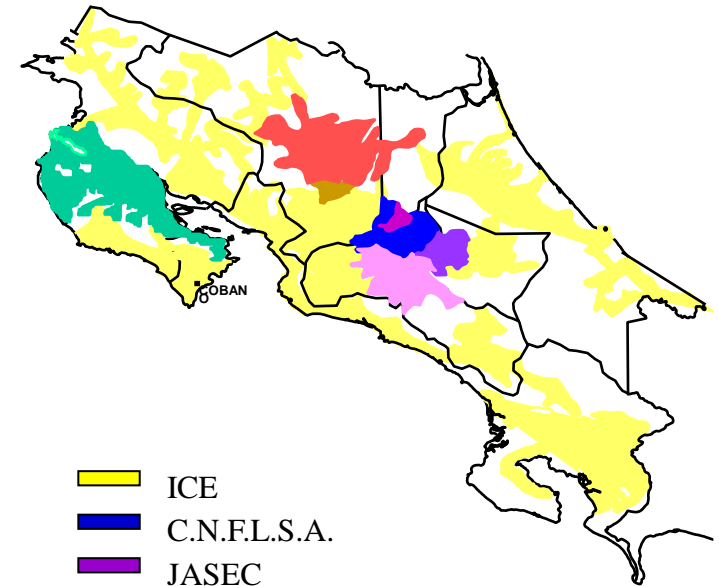
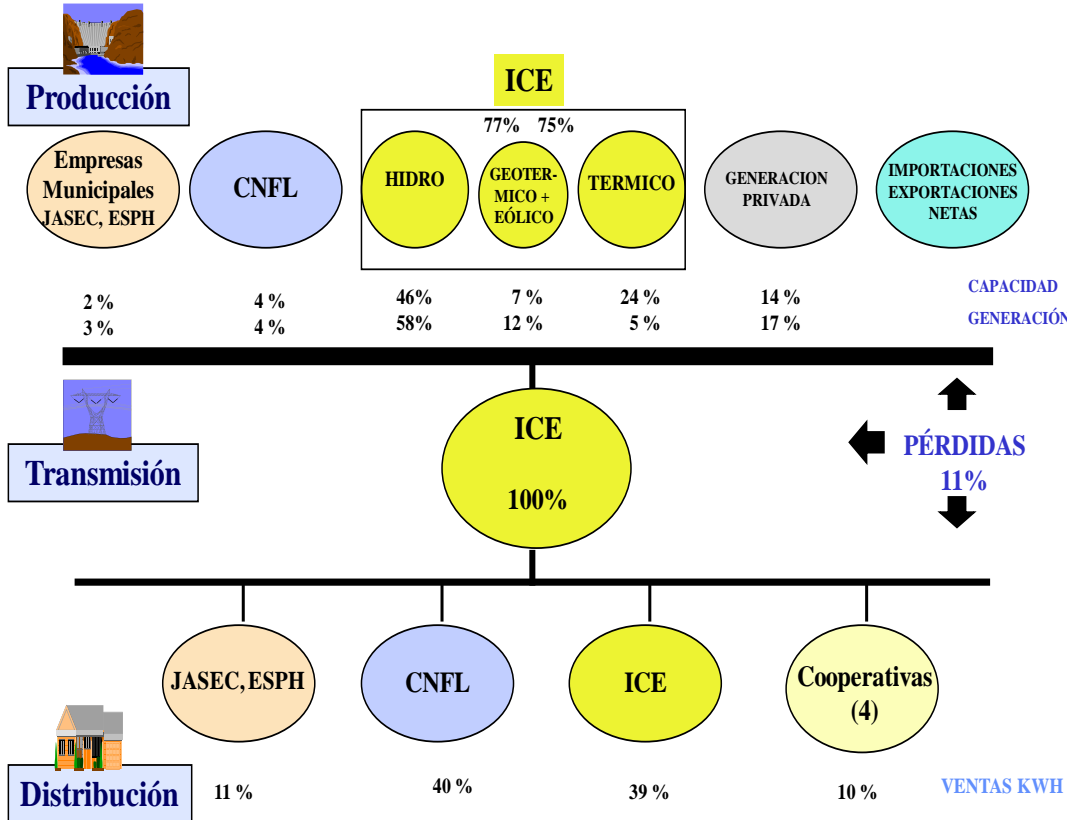
Demanda Máxima 2014 (MW)
1 636 MW (08-04-2014 a las 18:30 horas)

Capacidad Instalada (MW)
2 731 MW

Generación Anual (GWh)
10 134 GWh
88.2%: Fuentes Renovables
11.8%: Combustibles Fósiles



- Operador dominante Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) genera aproximadamente el 80% de electricidad, hace compras bilaterales del 20%
- Operador dominante transmite el 100% de la electricidad: no hay un operador independiente.
- Distribución al por menor: no hay competencia, hay distribución de mercados por segmento geográfico
- Cobertura de electricidad es del 99%: ICE con cobertura nacional, demás por mercado relevante



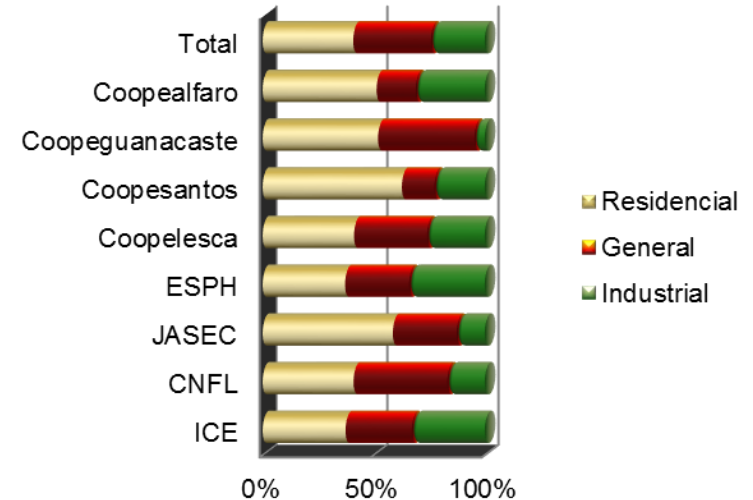


Suministro de la demanda en el 2011

- Las ventas de energía ascendieron a los 8 298 kWh (2011).
- El 41% fue consumido por el sector residencial, un 35% por el sector general (comercial/servicios) y un 24% por el sector industrial.
- ICE domina el mercado industrial. CNFL el general y residencial

Empresa\KWh	Residencial	General	Industrial
ICE	1.248	998	1.097
CNFL	1.322	1.365	543
JASEC	226	111	49
ESPH	199	155	183
Coopesca	144	116	91
Coopesantos	61	14	22
Coopeguanacaste	173	145	15
Coopealfaro	11	4	7
Total	3.384	2.907	2.007

Costa Rica: Distribución porcentual de las ventas de los operadores, según tipo de consumidor 2011



El servicio eléctrico lo suministran 8 empresas,
Número de usuarios: 1,5 millones



Interrogante: está asegurado el abastecimiento futuro del consumo de electricidad?

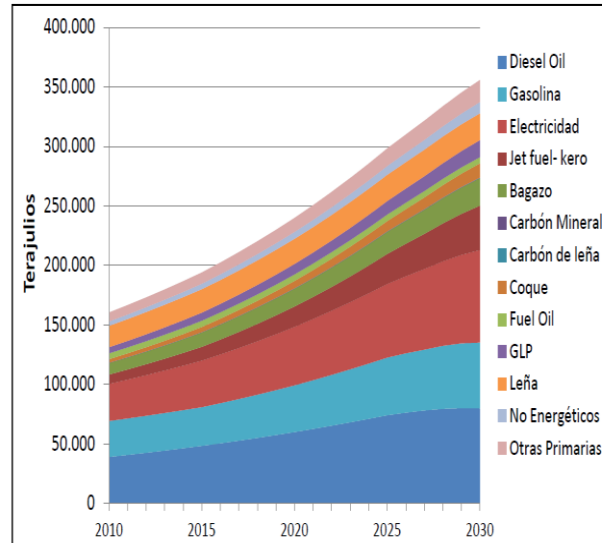
- Existe potencial de explotación energética. No se ha llegado a la frontera productiva, sin embargo, “*muchas fuentes*” están en parques nacionales.
- Se debe evaluar el costo de oportunidad financiero de producir electricidad en el país versus importar electricidad depende de la interconexión mesoamericana.
- No hay capital propio para llevar a cabo las inversiones: independientemente del tipo de “*project finance*”, los proyectos deben ser pagados en el la primera generación

Potencial energético de Costa Rica para generar electricidad

Fuente	Potencial Bruto	Total Real	Capacidad Instalada	Remanente Total Real	% Instalado del Total Real
Hidroeléctrico	25 500	6 650	1 554,1	5 096	23,3%
Geotérmico	865	260	164,7	95	63,3
Eólico	600	270	120,8	149	44,7
Biomasa	635	95	43,9	51	46,2
Total	27 600	7 275	1 883,5	5 391	25,9

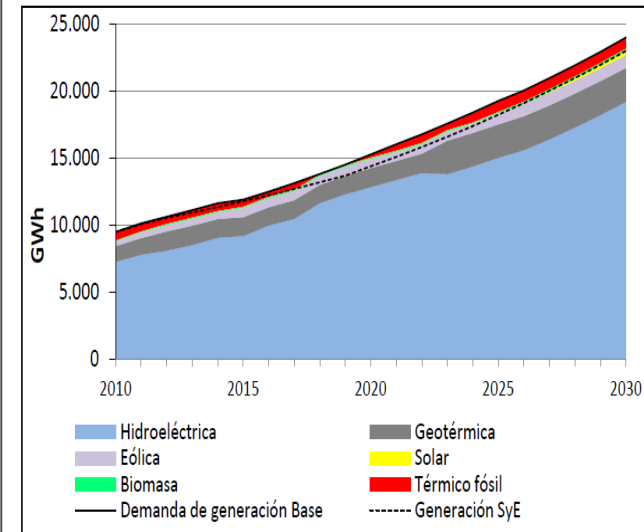
Fuente: ICE, diciembre 2010

Costa Rica: Consumo de Energía por Fuente
Escenario Base



Fuente: Dirección Sectorial de Energía con el modelo LEAP

Costa Rica: Generación Eléctrica por fuente



Fuente: Dirección Sectorial de Energía, modelo LEAP



- Demanda creciente de electricidad: tasa del 4,6% anual en el escenario base junio 2011. Consumo de electricidad supone aumentar un 150% al 2030 (a los 21.589 GWh)
- Oferta según proyectos: capacidad hidroeléctrica pasaría de 1554 MW en el 2010 a 4829 MW en el 2030
- **Deberán adicionarse 3420 MW durante el 2010-2030 para satisfacer demanda en el escenario base, ceteris paribus eventos no controlables**

Costa Rica: Adiciones de Capacidad al Sistema Eléctrico y Estructura por fuente para el Periodo 2010-2030 Escenario Base

Fuente	MW	%
Eólica	154	4,5
Geotérmica	175	5,1
Hidroeléctrica	2 735	80,0
Solar	100	2,9
Biomasa	55	1,6
Térmico fósil	201	5,9
Total	3 420	100,0

Fuente: Dirección Sectorial de Energía, modelo LEAP

El ICE al 2024 debería tener una demanda potencia MW de 2962 y una capacidad instalada de 4304. Cualquier rezago en la inversión planeada, si la demanda esperada no cambia, para satisfacerla se debería hacer por otros medios (cambios de leyes, importaciones)



Reflexión: factores que aumentan el riesgo del abastecimiento futuro

- Círculo vicioso de un país con **déficit fiscal** y escasez de recursos: endeudamiento hace aumentar riesgo país, el que a la vez, hace más costoso obtener fondos prestables
- **Crecimiento económico necesita inversión** pero tenemos recursos escasos (financieros, tecnológicos), los que a la vez, limitan la capacidad de pago
- **Rezago intertemporal de inversiones:** en nuevas inversiones e inversión de reposición es común a todos los operadores
- Estímulos a la co-generación privada son recientes, sin embargo, eso no garantiza tener una tecnología de “*bajo costo relativo*”
- **Pago de los proyectos recae en las primera generación:** difícil el acceso al financiamiento a más de 20 años plazo a pesar de ejecutar esquemas de “*project finance*” y contratos BO, BOT, etc.
- No hay fondos de reserva para inversiones de largo plazo
- Sustitución de energía residencial es costosa: no es rentable para una familia de ingresos medios utilizar paneles solares (recupera inversión en 10 o 15 años). El problema: **el costo de la tecnología sustitutiva**
- En términos de valor presente: **desabastecimiento futuro (oferta no cubre demanda) implicaría ajustes en precios relativos de la electricidad**



Reflexión: riesgo país, primer limitante al desarrollo de la infraestructura y a la creación y acumulación de capital físico y financiero

- **Genera un círculo vicioso:** alto riesgo país implica no inversión. No inversión significa límites al crecimiento. El riesgo país limita las inversiones y aumenta el costo del financiamiento
- **Círculo virtuoso: evidencia Modelo Macroeconómico de Costa Rica (Instituto de Investigaciones en Ciencias Económicas):** multiplicador de la inversión nueva es un 20%. Es decir, un aumento de un 1% en la inversión se traduce (con rezago) en un 1,2% de aumento en la producción nacional (PIB).
- Es un riesgo no diversificable, que lo asume los operadores en su costo de inversión, el que a la vez, es asumido por el precio del servicio público que paga el usuario.
- Riesgos: Económico (Cambiario, Inflación, Tasas de interés); Incumplimientos; Políticos; Sociales; Jurídicos
- Minimización de riesgos: organismos multilaterales y bancos de primer orden aseguran contra riesgos jurídicos y otros.



Cuánto es el riesgo país de Costa Rica: es una medida de la base o piso de spread para inversiones (por ejemplo, las de los operadores que harán inversiones en electricidad).

Nota: el spread de los bonos de deuda de Costa Rica ha disminuido casi un 50% para los bonos a **largo plazo (20 años)**, de 400 puntos en el 2001 a 300 puntos en el 2011; y ha disminuido en un 75% para los **bonos de mediano plazo (10 años)**, de 500 puntos en el 2001 a 300 puntos en el 2011.

Hechos

Costa Rica: entre 1997 y 2002 tuvo calificación BB estable. En el 2003 tuvo calificación BB-, negativa. Periodo 2004-2007, tuvo calificación BB estable y en el 2008 mejora calificación a BB- positiva, luego ha proseguido una calificación estable.

Riesgo país puede generar un piso al riesgo de una empresa en Costa Rica o a la de emisión de títulos.

Observación: un título puede tener calificación AAA, pero eso no impide que el spread considerado por riesgo país (u operador) sea alto. Es decir, la tasa de interés cobrada es (relativamente) alta.

Las calificaciones de Costa Rica están limitadas por una base de ingresos fiscales estrecha y procíclica, así como por las rigideces del gasto que limita su flexibilidad fiscal (un 4.6% del PIB).

La Deuda Pública Total de Costa Rica representa un 40% del PIB (es decir unos 19 mil millones de US\$ dólares)



Riesgo país se traduce en Riesgo del Operador, generando un mayor costo en las inversiones. Esto se traduce (por el servicio al costo) en una **mayor tarifa en electricidad, y por tanto, se resta competitividad al país.**

Puede el Operador Dominante financiar sus operaciones?

Finanzas básicas:

Depende del grado de apalancamiento y de los ingresos proyectados para cubrir ese endeudamiento.

Depende del patrimonio y del grado y aumento de aporte de capital de los socios, o bien, de la emisión de acciones, o de las utilidades no distribuidas.

Depende de los indicadores financieros de rentabilidad, solvencia y liquidez.

Depende de si está ejecutando una estructuración financiera “eficiente”.

Los ingresos proyectados se basan en el precio cargado al consumo del servicio.

Pregunta: **cuánto deben crecer los precios** (o el consumo que se asume se puede abastecer) para que los ingresos futuros sean lo suficiente para : pagar la deuda, realizar nuevas inversiones, realizar las inversiones de reposición, asumir todos los gastos operativos, etcétera.



Puede el Operador Dominante financiar sus operaciones?

De los Estados Financieros Consolidados en Junio del 2011, observamos (*se hace ese año para evitar "indicar el estado actual de las cosas"*)

Patrimonio:

El patrimonio (valor en libros) podría rondar los 5 900 millones de dólares, con una reserva de desarrollo de 2 795 millones US\$, un monto de reserva por revaluación de activos de 2 683 millones US\$ y utilidades retenidas de 138 millones US\$

Lo más básico:

La relación de activos/pasivos es 2,71.

La relación patrimonio/pasivos es 1,71

La relación patrimonio (sin reserva por revaluación de activos) es 0,93

La relación reserva de desarrollo/pasivos es 0,81

La relación reserva de desarrollo/(suma de títulos valores de corto y largo plazo y efectos por pagar de corto y largo plazo) es 1,1



Un “cálculo básico” nos diría que en este momento que con los valores en libros, el operador Dominante:

Si se toma la reserva de revaluación de activos en el patrimonio, podría saldar su deuda (relacionada con los proyectos de inversión)L

Los activos cubren los pasivos

Implícitamente, los ingresos (generados por la relación precio y cantidad) estarían cubriendo sus gastos y generando utilidades (que no van para el Gobierno)

Minimización del Riesgo: indica en el muy corto y corto plazo, solvencia para llevar a cabo lo planeado.

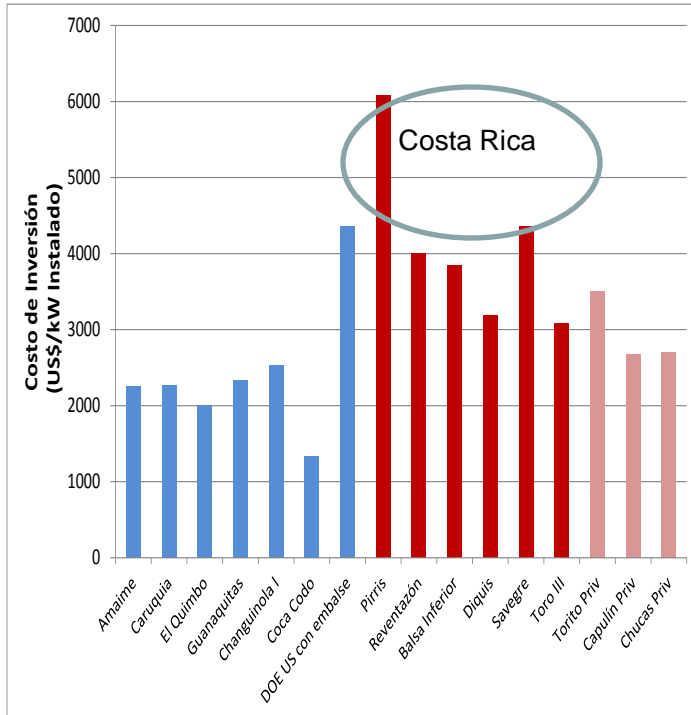
Inquietud: qué pasa con las inversiones de los proyectos futuros o los nuevos que deberían entrar para satisfacer la demanda al año 2030 (es decir, la demanda en 18 años, que es una nueva generación naciente a la vida laboral).

Riesgo latente: Cambios en la calificación del Operador Dominante: en 2009, calificación AAA en su emisión de títulos; en 2010, calificación AAA en su emisión de títulos; en 2011, calificación BB+ para el ICE, pero con observaciones

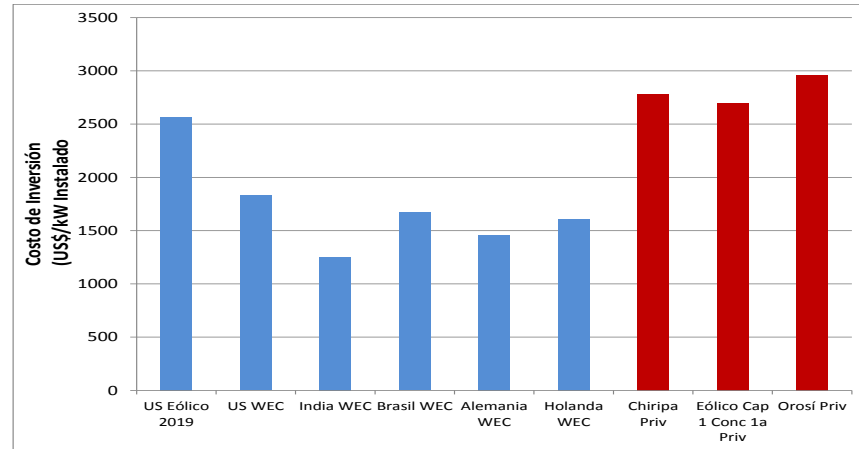


Sin embargo, problema del costo del financiamiento de las inversiones persiste:

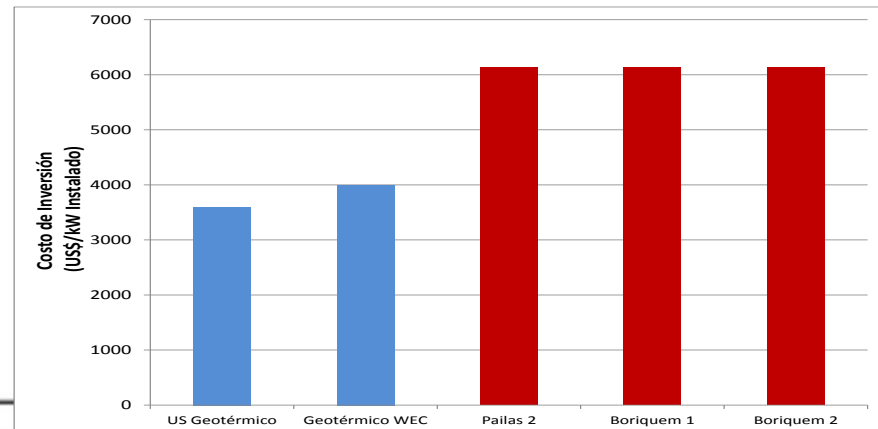
Costo de inversión de algunos proyectos hidroeléctricos de la región



Costo de inversión de algunos proyectos eólicos a nivel mundial



Costo de inversión de algunos proyectos geotérmicos a nivel mundial





Método de regulación en electricidad

- En Costa Rica, la denominación del servicio público lo establece la Asamblea Legislativa (el Congreso) y están definidos en la Ley del ARESEP, Artículo 5.
- Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) se estableció en 1996 y se reformó en el 2008
- Principio regulatorio I: potestad de velar por el cumplimiento de los requisitos **de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad** de los servicios públicos (Art. 4). Existe el seguimiento tarifario.
- Principio regulatorio II: **servicio al costo y retribución competitiva**: *se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.*
- Principio regulatorio III: garantizar el **equilibrio financiero**, el reconocimiento de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, la protección de los recurso hídricos, costos y servicios ambientales
- Método tarifario en electricidad: Tasa de Retorno (precios al consumidor final) y Costo Marginal (precios para generación privada)



- Tasa de Retorno: **Tasa de retorno (utiliza el CAPM y el WACC):**

$$P = \frac{COMA + (R * BT) - I_o}{Q}$$

$$IT = COMA + (R * BT)$$

Donde:

- IT* = Ingresos totales
COMA= Costos totales de operación, mantenimiento y administración.
R = Tasa de rédito para el desarrollo.
BT = Base tarifaria.

Donde:

- P* = Precio
COMA= Costos totales de operación, mantenimiento y administración.
R = Tasa de rédito para el desarrollo.
BT = Base tarifaria.
I_o = Otros ingresos
Q = Ventas en KWh.

Método de regulación en electricidad

Aseguramiento de cubrimiento de costos (pasados) y un rédito de desarrollo (para cubrimiento de inversiones basado en plan de negocios)

Tarifas por bloques de consumo, estaciones, horas, tipo de clientes y cadena productiva

Tarifa en bandas de precios para compras de electricidad del ICE con otros operadores: contratos bilaterales

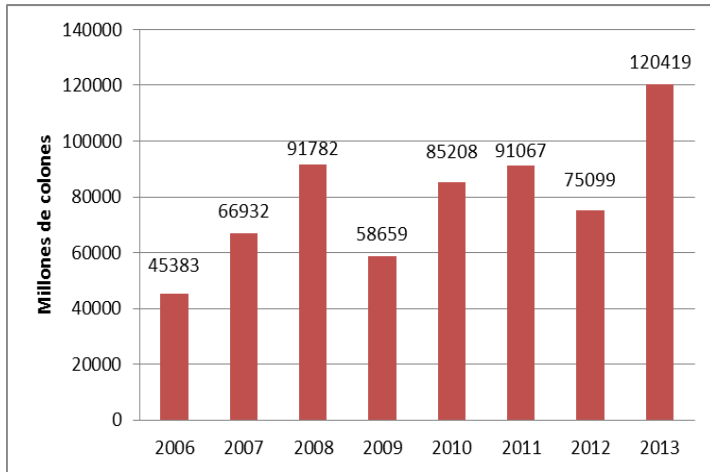
Al utilizar WACC o CAPM se reconoce el riesgo no diversificable (riesgo país)

Ajustes tarifarios al ICE (operador dominante)

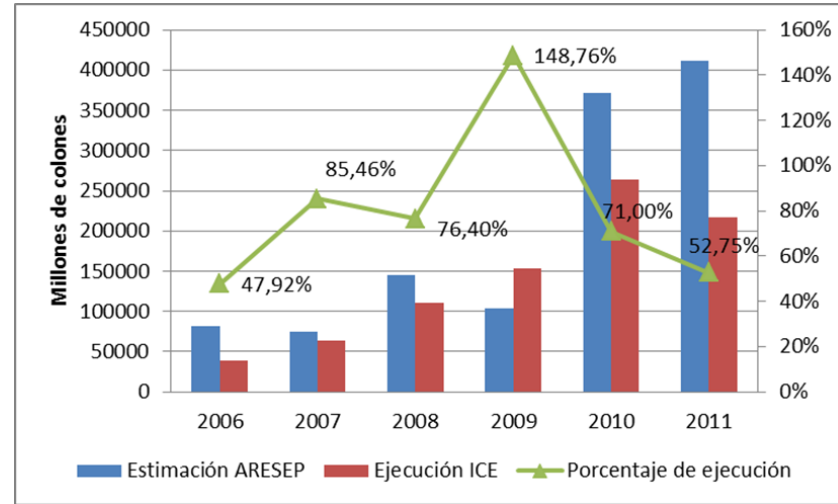
Fecha	Generación		Distribución	
	Solicitado	Aprobado	Solicitado	Aprobado
27/04/2006	17,2%	20,0%	14,5%	13,1%
03/05/2007	24,0%	12,3%	16,5%	7,2%
21/04/2008	32,2%	30,2%	25,9%	23,3%
14/11/2008	20,6%	14,9%	11,3%	9,4%
19/01/2009	40,7%	15,1%	36,3%	17,6%
10/09/2009	-18,0%	-11,3%		-11,4%
07/04/2010	14,9%	0,0%	24,4%	10,5%
25/02/2011	0,3%	-9,1%	3,6%	-7,1%
07/04/2011	11,6%	10,1%	6,9%	6,0%
01/01/2012		-10,1%		-6,0%
01/02/2012	18,0%	1,3%	22,8%	6,0%
03/07/2012	11,3%	7,9%		3,6%

Factores clave en aumento de tarifas

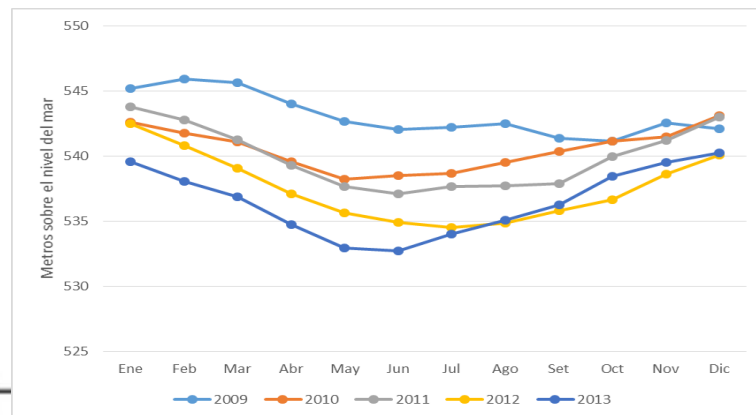
Gasto en Combustibles



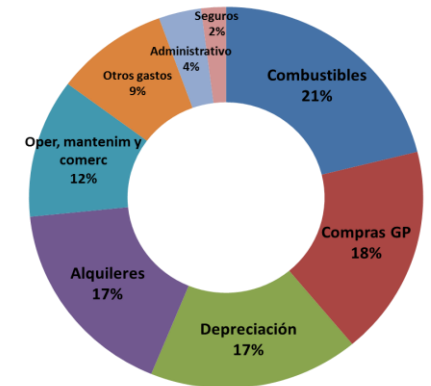
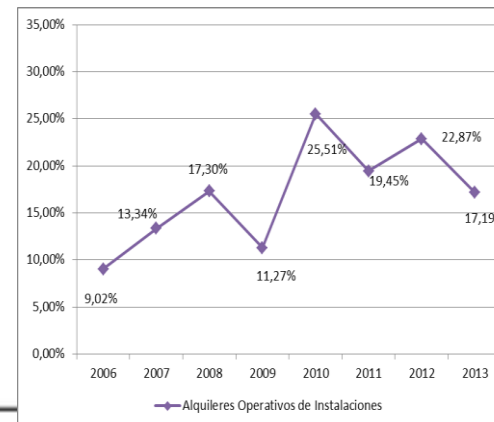
EJECUCIÓN DE INVERSIONES ICE 2006-2011



Nivel Embalse Arenal



Mecanismos financieros inflexibles (operador dominante ICE)





Método de regulación en electricidad. Observaciones:

Se “**asume**” que se produce con eficiencia ingenieril y económica (de costo de oportunidad de los recursos).

Están los problemas conocidos de información **asimétrica**, **costos desconocidos**. Solución es el principio de revelación: la empresa deberá carecer de todo incentivo para informar incorrectamente su nivel de costos. **Diseño de contratos regulatorios**, “**enforcement**” y **penalidades**.

Servicio al costo : la empresa tiene “**asegurada**” la tasa de ganancia, pues “el regulador sale en su auxilio” ante un imprevisto.

Al parecer: no hay incentivo para el operario de “bajar costos”, al menos que esté explícito en un contrato.

Nota: No olvidar “**efecto Trinquete (Ratchet)**”: Si el regulador puede observar los costos *ex post* y utiliza esa información para ajustar los precios (seguimiento tarifario), la empresa tiene menores incentivos para realizar acciones que reduzcan los costos (“trinquete”). Solución: contratos óptimos verificables y con castigo.

Planeación de obra: precios estimados en ingeniería al detalle deben cubrir costos previsibles y reservas de contingentes (seguros).

Metodologías tarifarias basadas en esquemas “Cost Plus”, con tasa interna de retorno sobre base tarifaria. Moverse a “métodos de flujo de inversión”, bandas para aumentar competencia.

Difícil manejar “**benchmarking**” internacionales por características propias de oligopolio con agente público dominante



Hechos relevantes que “recaen” en la tarifa

En el corto plazo: empresa estatal dominante con facultades particulares

Decisión cobertura universal del territorio

Barreras entrada sector privado, poder monopólico

Inversiones limitadas por desequilibrio fiscal

Efecto tarifa en corto plazo: aumento en generación térmica

Alta concentración hidroelectricidad (costos fijos)

Cambio climático

Atraso en inversiones

Generación térmica: 2001 fue 1%; 2013 fue 11,8%

Altos precios del petróleo

10% generación térmica aumenta 40% tarifa

Problemas de financiar rezago inversiones: mecanismos de financiamiento no tradicionales como arrendamientos operativos, fideicomisos; periodos de pago mucho menores a vida útil del activo; tasas implícitas mayores a costo de capital y a las de mercado; “*cuotas de arriendo muy altas*”

Ley obliga traslado directo de estos costos a tarifa: costo arrendamientos operativos por Kwh ha crecido (términos reales) 156% entre 2006 y 2011



3. “Papel del Regulador Activo en la relación *“multiagente-principal”*”



Avance en acciones regulatorias I: promoviendo eficiencia en el mercado regulado

- Directriz presidencial 2013, a solicitud de **ARESEP**
 - Obliga empresas austeridad en costos
 - Ingeniería financiera para reestructurar deuda no tradicional adquirida, evitar transferencias intergeneracionales de tarifas**
 - Nuevas contrataciones de financiamiento con un calce adecuado pago de activos financiados**
- Independizar centro de despacho (CENCE) de la empresa dominante (transparencia)
- Obligar a generadores no firmes a pagar por el respaldo
- Actualización metodologías tarifarias para incentivar uso potencial energético y nuevas inversiones, e incorporar factores y metas de eficiencia
- Mayor fiscalización de Regulador del control de despacho de energía (CENCE), y vigilar balance de compras sector privado
- Obligación importar energía cuando costo marginal externo sea menor a costo marginal interno
- Intensificación instrumentos para garantizar calidad de la prestación del servicio



Avance en acciones regulatorias II: promoviendo eficacia en la regulación

- Actualización metodologías tarifarias para incentivar uso potencial energético y nuevas inversiones, e incorporar factores y metas de eficiencia
 - Metodologías de **generación, transmisión, distribución** modificadas van a Audiencia Pública en **diciembre 2014**
 - En **enero 2015** se propone **modificación metodológica a empresas-plantas hidro existentes, bandas ampliadas de precios para nuevos contrato en hidro y eólica y una nueva metodología en fotovoltaica.**
 - En **noviembre y diciembre 2014**: nuevas metodologías **en intercambio de excedentes de generación en pequeña escala, metodología de precios de interconexión y acceso.** Todo de conformidad con norma POASEN (operación del sistema eléctrico nacional).
 - Lo anterior: “**market maker**” para generación en pequeña escala.
 - Metodología de **residuos sólidos**: febrero del 2015.



Avance en acciones regulatorias III: promoviendo calidad en el mercado, nueva” normativa técnica

Marco Legal

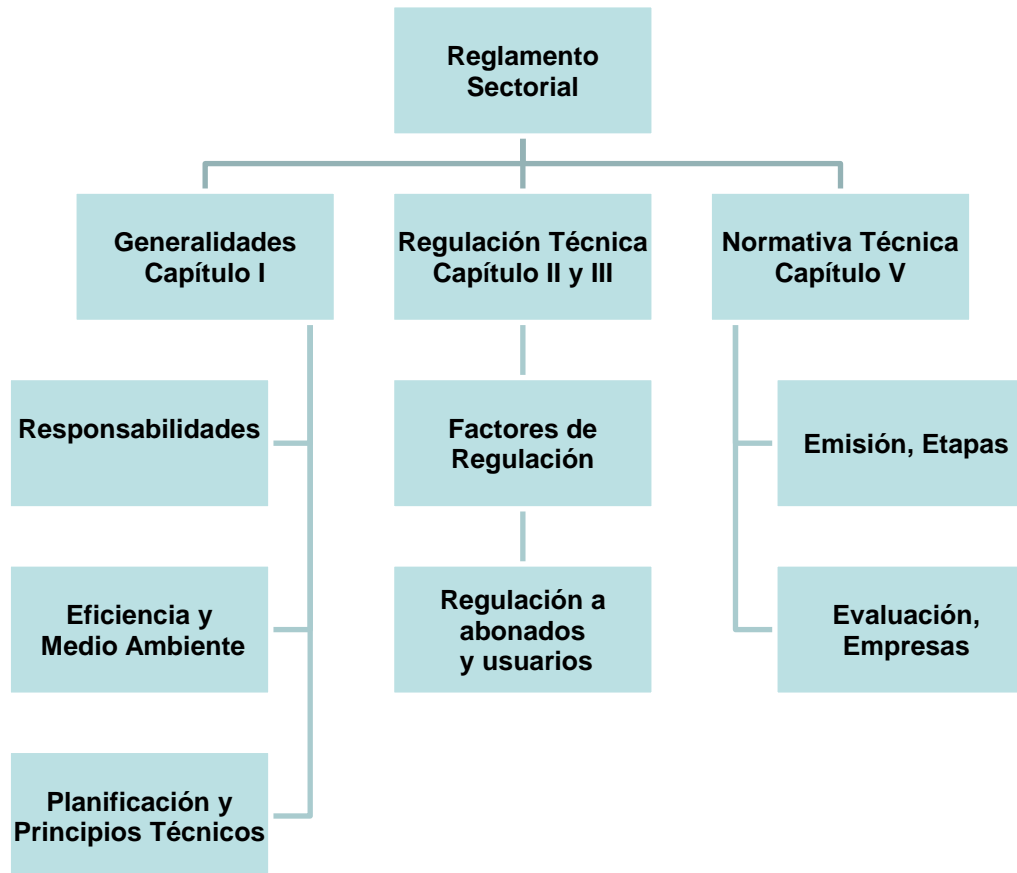
Se encuentra contenido en el inciso d, artículo 4 de la Ley N° 7593, “Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”, que establece como uno de los objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora, *“Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, los servicios públicos sujetos a su autoridad.”*, dentro de los cuales se encuentra el *“Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización”*, (inciso a, artículo 5 de la Ley N° 7593).

Adicionalmente, los artículos 23 y 25 de la referida ley, indican que los sistemas de medición por medio de los cuales se suministran los servicios públicos, serán sometidos a las pruebas de exactitud y confiabilidad que la Autoridad Reguladora considere necesarias (artículo 23); y además la Autoridad Reguladora, emitirá los reglamentos que especifiquen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del suministro de los servicios públicos (artículo 25).



Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos

Decreto 29847-MP-MINAE-MEIC del 11 de noviembre del 2001





Disposiciones Generales

Capítulo I.

- . Responsabilidad de las empresas de establecer y ejecutar los mecanismos para el cumplimiento de las condiciones de calidad y brindar un servicio con las condiciones adecuadas.
- . Actividades y proyectos del sector eléctrico deben realizarse de tal manera que propicien la eficiencia productiva, operativa y de consumo de energía, procurando la conservación del ambiente.
- . Compromiso de las empresas para fomentar el uso racional de la energía.
- . Formula los criterios de optimización en la planificación del sistema eléctrico: garantía de abastecimiento, costos de inversión, calidad de la energía, costos de operación y mantenimiento, eficiencia energética y conservación del medio ambiente.
- . Principios técnicos de selectividad, confiabilidad y estabilidad, como ejes fundamentales en la planificación, diseño, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.



LA REGULACIÓN TÉCNICA

Capítulo II.

Factores técnicos a considerar para efectos de regulación y evaluación de la calidad en el suministro eléctrico, a saber:

- i. Calidad del voltaje y la frecuencia.
- ii. Continuidad y confiabilidad en el suministro.
- iii. Calidad y oportunidad de la prestación del servicio.

Calidad del voltaje y frecuencia, y Continuidad del suministro : los parámetros a evaluar son:

- . Los valores nominales y sus límites permisibles de variación.
- .La tolerancia y condiciones en cuanto al: Tipo, Cantidad, Magnitud , Duración de las perturbaciones inherentes a la tecnología del servicio..

Abonados y Usuarios

Capítulo III.

La responsabilidad de los usuarios o abonados con la empresa comprende:

- .Los efectos del uso de tecnologías en el sistema eléctrico,
- .El uso y manejo de la energía,
- .La interconexión: red de la empresa – red abonados/usuario
- .Así como sus obligaciones comerciales.



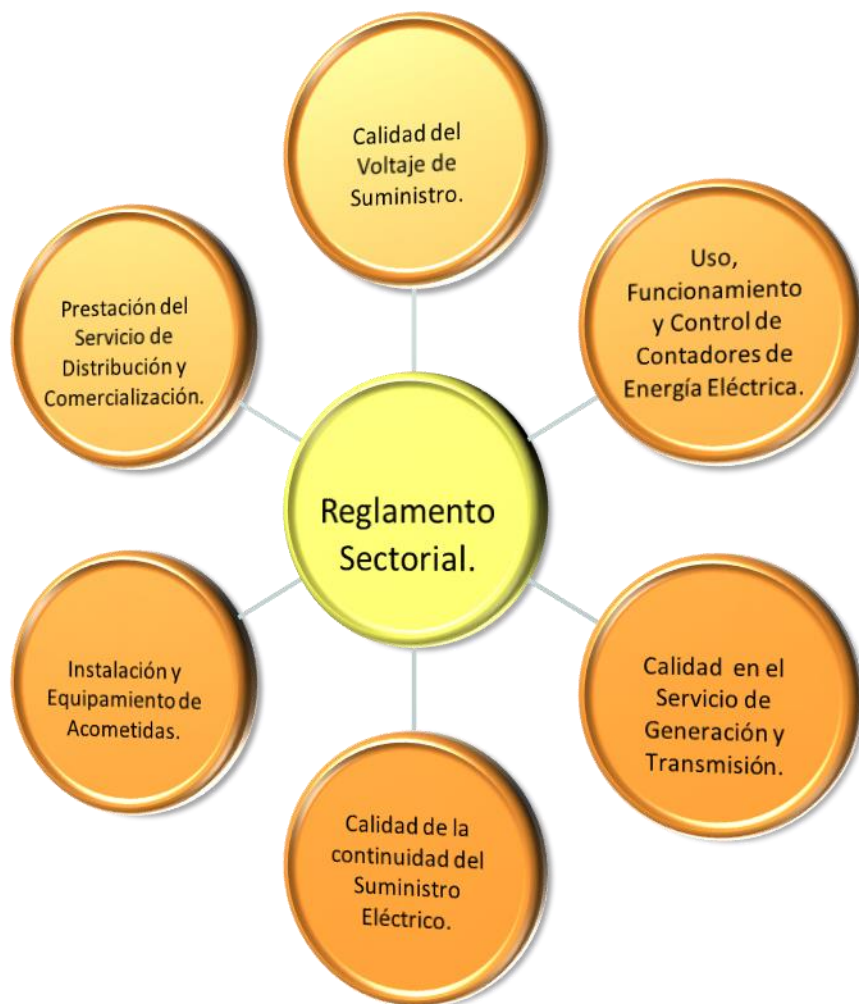
Normas Técnicas y Evaluación

Capítulo IV.

Autoridad Reguladora, previa consulta a las empresas, emite las normas de regulación/evaluación del suministro, ajustándose a los factores de regulación y evaluación señalados en el capítulo II.

Señala tres etapas en el proceso de regulación y evaluación:

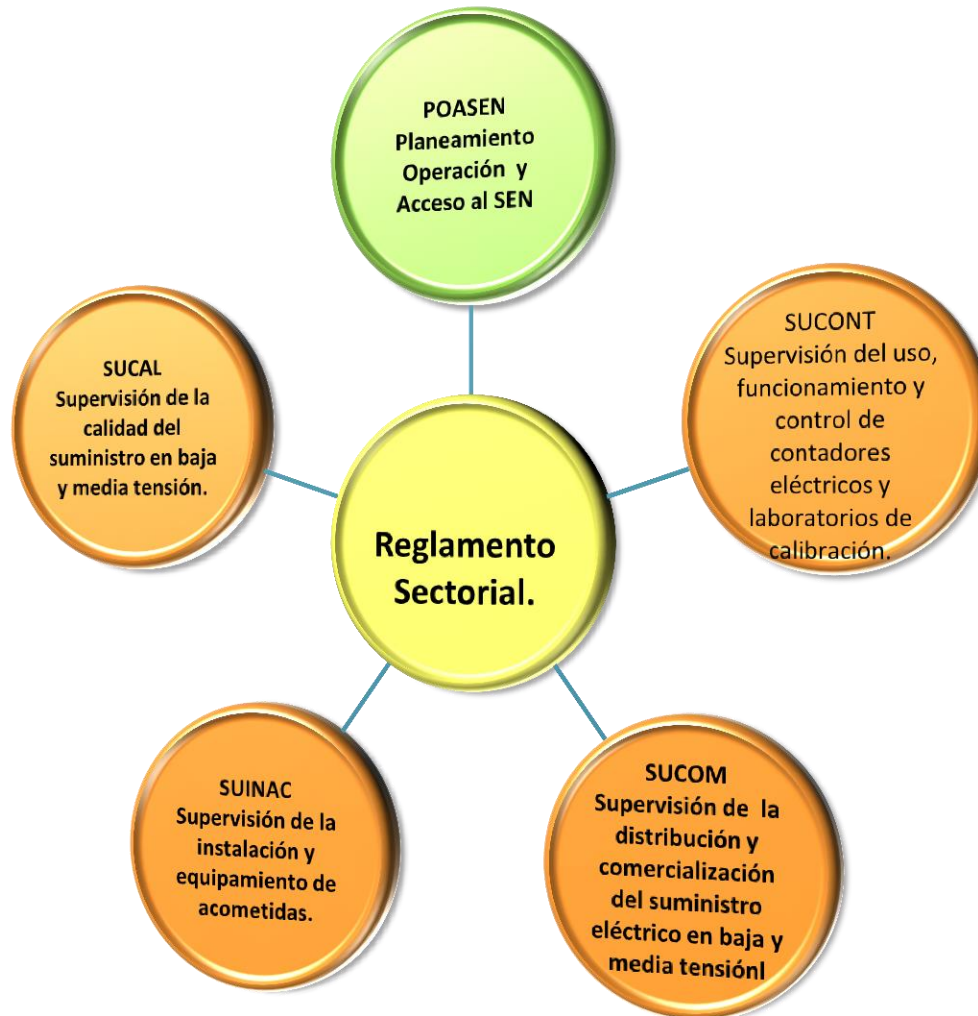
- Preliminar (procedimiento, metodologías y mecanismos necesarios para el cálculo de los indicadores evaluativos).
- Ajuste (se inicia de manera gradual con el nivel de exigencia en las condiciones de calidad fijadas).
- Fiscalización (Sanciones ante condiciones de calidad inferiores a las señaladas en las normas técnicas).



Con fundamento en lo estipulado en el capítulo II “La regulación técnica del servicio”, del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, en enero de 2002, se emitió por parte de la Autoridad Reguladora, un total de seis normas técnicas, en la que se estipulan las condiciones con que debe de suministrarse el servicio público de electricidad.



Esquema Normativo propuesto



A implementar a finales del 2014.

Incorpora la generación a pequeña escala para autoconsumo.

Establece el esquema de regulación en la fase de ajuste y orienta hacia la etapa de fiscalización (a implementar en el 2017).

Se establece valores permisibles de calidad del suministro eléctrico (tensión y continuidad) a cumplir por las empresas

Se incorpora un mecanismo de compensación económica ante violación de límites permisibles



AR-NT-SUCAL **Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión**

1. Unifica y reemplaza las normas AR-NT-CVS “ Calidad del voltaje de suministro” y AR-NT-CSE “Calidad de la continuidad del suministro eléctrico “.
2. Igualdad de condiciones de tensión para todo el territorio nacional sin distinciones en cuanto a concentración poblacional (rural o urbano).
3. Se ajustan a normas técnicas internacionales ANSI (American National Standard Institute) y la IEC (International Electrotechnical Commission).
4. Indicadores de continuidad DPIR (Duración promedio de interrupción por abonado) y FPI (Frecuencia promedio de interrupción por abonado) se deben calcular tomando en consideración la totalidad de las interrupciones hasta el grado de transformador.
5. Se fijan como límites permisibles para los indicadores de continuidad DPIR y FPI de seis horas y siete interrupciones anuales, respectivamente.



AR-NT-SUCAL **Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión**

6. Se incorpora un sistema de compensación económica a los usuarios, por deficiencias en la tensión de suministro y en la continuidad del servicio.
7. Se establece dos años como plazo para el inicio de la compensación a los usuarios, de conformidad con lo indicado en el artículo 35 del reglamento supra citado.
8. Se modifica la metodología de los programa de medición de la tensión de suministro a efectuar por las empresas, y se incorpora la obligación de monitorear la tensión en las redes de distribución primaria.



AR-NT-SUCOM

Supervisión de la comercialización el suministro eléctrico en baja y media tensión

1. Reemplaza la norma AR-NT-SDC “Prestación del servicio de distribución y comercialización”.
2. Define y detalla las reglas referentes a la comercialización del servicio eléctrico.
3. Establecen las condiciones técnicas y las responsabilidades: empresas y abonado o usuario.
4. Clasifican los servicios por nivel de tensión y se establecen en ellos limitaciones de carga, condiciones de suministro, requisitos de medición de potencia y energía, y de la calidad.
5. Regla las condiciones de medición, lectura y facturación, depósito en garantía, estimaciones de consumo de energía y potencia demandada, cargo por factor de potencia, cobros indebidos, errores de aplicación tarifaria, uso ilícito de energía, suspensión del servicio, reconexiones, entre otros.



AR-NT-SUCOM

Supervisión de la comercialización el suministro eléctrico en baja y media tensión

6. Fijan las reglas a seguir para las adecuaciones de red, incluyendo las extensiones de redes de distribución y la responsabilidad en el aporte de los transformadores en servicios de baja y media tensión para servicios con demandas superiores a las típicas.
7. Se definen las reglas a seguir en la medición, facturación y responsabilidad de la calidad para condominios horizontales y verticales.
8. Se incorporan una serie de indicadores para la evaluación de la gestión técnica y comercial de las empresas.
9. Un año de plazo a las empresas para implementar el sistema informático para la determinación de los indicadores de gestión técnica y comercial.



AR-NT-SUINAC

Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas

1. Se establecen los requisitos de las acometidas eléctricas hasta los respectivos puntos de entrega en baja y media tensión.
2. Requisitos de los componentes de la acometida cumplir con lo estipulado en el Decreto Ejecutivo No.36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011).
3. Acometidas que requieran la instalación de transformadores se hace referencia a que las bóvedas, transformadores y requisitos de seguridad deben registrarse según lo estipulado en el Decreto Ejecutivo No.36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011).



AR-NT-SUMEL

Supervisión del uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos y laboratorios de verificación

1. Reemplaza la norma “Uso, funcionamiento y control de contadores eléctricos” AR-NT-CON.
2. Control de sellos como mecanismo a establecer por las empresas para el control de la manipulación de los sistemas de medición y se incorporan las pruebas de verificación a los transformadores de instrumento y de verificación de campo.
3. Norma como referencia técnica de los sistemas de medición a utilizarse en el sistema de medición comercial del Mercado Eléctrico Regional (SIMEC).
4. Acreditación de los laboratorios de verificación y ensayo a la norma ISO-17025 y de las unidades de verificación a la norma ISO-17020.



AR-NT-POASEN **Planeamiento, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional**

1. Reemplaza la norma AR-NT-GT “Calidad en el servicio de generación y transmisión de energía eléctrica.
2. Establece los lineamientos en cuanto a la planificación y operación del Sistema Eléctrico Nacional.
3. Armoniza los requisitos de calidad y seguridad operativa nacionales con respecto a los requisitos del Mercado Eléctrico Regional (MER).
4. Establece la responsabilidad del Centro de Control de Energía en la planificación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.
5. Permite el libre acceso a las redes de transmisión y distribución nacional para la interconexión y operación de plantas de generación conforme a la legislación nacional.



AR-NT-POASEN **Planeamiento, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional**

6. Establece los cargos de interconexión, acceso y operación integrada en lo que corresponde para la generación bajo las leyes 7200, 7508 y para la generación a pequeña escala para autoconsumo.
7. Fija los lineamientos a seguir ante los racionamientos de energía que pudieran suscitarse.
8. Incorpora una serie de indicadores para medir el desempeño del parque de generación y de la red de transmisión nacional.



AR-NT-POASEN Modalidades contractuales Generación a pequeña escala

Generación de energía eléctrica en instalaciones con potencias **menores o iguales a 1000 kVA**, realizada a **partir de fuentes renovables**, y en el **sitio de consumo**, con el fin de satisfacer las **necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución**, con la **opción de comprar-vender**, al precio que determine la **Autoridad Reguladora**, o **intercambiar excedentes** de producción con la empresa distribuidora, **de hasta un 49 % de la energía mensual producida**, en cualquiera de los dos casos, con la red de distribución eléctrica.

- Baja Tensión: micro generadores (Max 100 kVA)
- Media Tensión: mini generadores (100 kVA-1000 kVA)



AR-NT-POASEN
Modalidades contractuales
Generación a pequeña escala

Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en un periodo de doce meses consecutivos, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora. Al final del periodo de 12 meses consecutivos la empresa distribuidora debe compensar al generador por los posibles excedentes según la estructura tarifaria vigente.

En ambos regímenes el generador debe cancelar el costo por acceso a la red.



RESULTADOS DEL PROGRAMA DE VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE LA TENSIÓN DE SUMINISTRO COSTA RICA-2013

Porcentaje de servicios estudiados fuera de norma

Empresa	Fuera de norma	% fuera de norma	Cantidad mediciones
ICE	329	25,5	1 292
CNFL	301	20,2	1 490
JASEC	107	35,2	304
ESPH	101	13,2	765
COOPEGUANACASTE	86	14,5	595
COOPELESCA	28	3,5	808
COOPESANTOS	0	0,0	415
COOPEALFARORUIZ	2	18,2	11
Total Global	954	16,8	5 680

Porcentaje de servicio corregidos

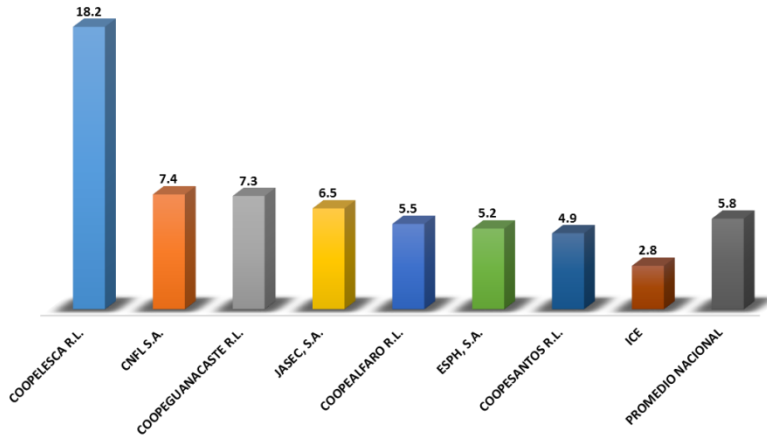
Empresa	Casos fuera de norma	Porcentaje de corrección.
ICE	329	53
CNFL	301	82
JASEC	107	100
ESPH	101	100
COOPEGUANACASTE	86	100
COOPELESCA	28	100
COOPESANTOS	0	
COOPEALFARORUIZ	2	0



Continuidad del servicio en Costa Rica

Duración promedio de las interrupciones por abonado (DPI)

Duración promedio de interrupciones por empresa y nacional
2013
(Horas)

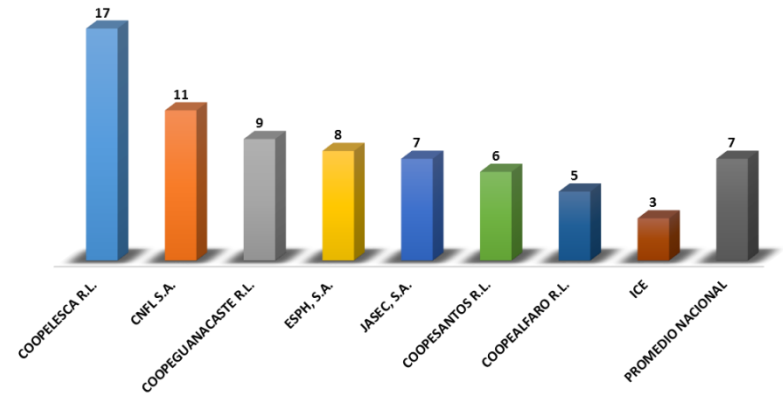


Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas electricas.

Continuidad del servicio en Costa Rica

Frecuencia promedio de las interrupciones por abonado (FPI)

Frecuencia promedio de interrupciones por empresa y nacional
2013
(Cantidad de Interrupciones)



Fuente: Aresep a partir de datos suministrados por las empresas electricas.



4. Breves lecciones y recomendaciones



“Es factible el cambio legal en el corto plazo?”

- Necesidad de cambiar la “matriz energética”: problema entre oferta y demanda.
- Regulador debe asegurar continuidad del servicio público pero no puede cambiar leyes (sugerencias), sin normativa de su competencia e incentivos y penalidades en la regulación
- Problema de rezago en la inversión: efecto largo plazo en el corto plazo en las tarifas
- Hay cambios que requieren cambios de legislación
 - Modificación de ley que obliga reconocimiento irrestricto condiciones de financiamiento
 - Mejorar régimen sancionatorio a empresas estatales
 - Mayor participación del sector privado, en todas las tecnologías de generación tanto para venta al ICE como a otras empresas distribuidoras
 - Permitir a todos los sectores la participación en el Mercado Eléctrico Regional (MER): desregulación del mercado eléctrico y operador independiente del sistema (separación)



Diversificación matriz energética

- Aumento desbalanceado fuentes no firmes implica costos de respaldo
- Riesgos diversificación matriz energética desbalanceada puede aumentar los costos de suministro
- Disminución demanda puede aumentar tarifas (por altos costos fijos)
- “Apertura” a mayor inversión privada
- Necesidad del respaldo por contingencias
- Uniformidad centroamericana de la calidad de la tensión
- Mejor respaldo legal: contratos en partes, contratos de interconexión, marco jurídico Ley en los países Centroamericanos



Reflexión: Minimización de Riesgos

- **Riesgo país** es un problema estructural que limita el flujo de inversiones, lo que provoca la existencia de un círculo vicioso entre rezago de inversiones, calificación de riesgo país, costos tarifarios y competitividad-precio del país
- En el muy corto plazo, hay **solvencia financiera** del operador dominante e inclusive tiene estrategias de diversificación del riesgo cambiario (ha realizado swaps)
- No se está claro **cual será el costo tarifario para financiar las inversiones requeridas de la generación naciente** y cómo este costo tarifario en la electricidad hace perder “competitividad país”. Recomendación de realizar análisis de finanzas corporativas mediante proyección y análisis financiero de opciones reales y simulación estocástica
- **Existencia de un problema de equidad intergeneracional:**
 - Con altruismo, si la generación inicial paga por nuevas inversiones, se esperaría que la eficiencia lograda con esas inversiones se traduzcan en mayor productividad que pueda hacer bajar los costos marginales (o medios) de largo plazo, con la consecuente reducción de la tarifa, con la excepción de los gastos de las inversiones de reposición y operativos y demás.
 - **El problema radica en que ese no es el proceso:** las inversiones no realizadas en el pasado se deben realizar en el presente, pero no se realizan todas las necesarias para satisfacer el presente y el futuro. Hay un problema continuo de rezago de inversiones.
 - Esto plantea **reconsiderar el modelo de regulación y tarifas para el futuro**



Riesgo Operador: reforzando el círculo vicioso

Recordemos: para satisfacer la demanda futura, el Operados dominante debe cumplir con los planes de inversión. Lo mismo vale para los operadores.

Ya tenemos limitantes a esa inversión: **no hay acumulación de capital ni fondos de reserva de inversiones de largo plazo.**

Observación: sin pérdida de generalidad, las aseveraciones para el operador dominante pueden trasladarse a la de los demás operadores

Puede el Operador Dominante financiar sus operaciones?

“si la tarifa es al costo, la tarifa misma cubre esos costos de inversión (de alguna forma en el tiempo)”

Es o no un problema del diseño de estructuración financiera?

“si la tarifa es al costo, la tarifa misma cubre esos costos de inversión (de alguna forma en el tiempo)”

Quién indica que el proyecto de inversión conlleva una ingeniería financiera eficiente?



Minimización (Administración) de Riesgos en suministro, a “costa de tarifas”; nadie quiere lo de California

Riesgo país: problema estructural por condiciones macroeconómicas internas (y externas)

Riesgo país no diversificable: base para establecer costos de financiamiento

Riesgos económicos: cambiarios, de tasas de interés y de precios (internacionales de petróleo u otro): riesgo se minimiza con cubrimientos en un mercado financiero

Riesgo político e institucional: se minimiza con contratos creíbles de largo plazo. Seguridad jurídica se fortalece con ratificación de tratados y protección de inversiones. En grandes obras: organismos financieros aseguran por riesgos regulatorios.

Riesgos de inversión: se administran con los correspondientes protocolos en cada caso (liquidez, operativo, económicos).

Riesgos operativos en construcción y operación de obra: seguros, reconocidos en la base tarifaria.

Riesgos no controlables por desastres: se previenen con coordinación institucional y fondos de reserva.



Problemas regulatorios en ambiente de un operador dominante

- Empresas con elevado poder político dificultan regulación (débil marco sancionatorio)
- Ley obliga respetar principio de “servicio al costo” y garantizar equilibrio financiero de las empresas prestadoras
- Metodologías tarifarias basadas en esquemas “Cost Plus”, con tasa interna de retorno sobre base tarifaria
- **Descalce vida útil y depreciación real: subsidios intergeneracionales**
- **Límites a las compras a generadores privados**
 - *A pesar del aumento en la oferta disponible de electricidad de generadores privados, ICE no puede comprar más de 30% del SEN.*
- **Prohibición exploración y explotación nuevas fuentes energéticas**
 - *Prohibida exploración petrolera*
 - *Ambientalistas opuestos explorar gas natural*
 - *Geotermia está en parques nacionales, oposición*
 - *Oposición a grandes embalses*



Restricción del poder de mercado de los agentes

- Si el poder de mercado se ejerce, ¿Cómo limitarlo?
 - **Precios con poder de mercado:** desarrollo metodologías que traten de emular mercados funcionales para determinar precios que se acerquen a equilibrio competitivo. Principio de servicio “al costo” más rédito de desarrollo y, si es privado, rentabilidad “razonable”.
 - **Deterioro calidad, continuidad o acceso universal:** Fiscalización, atención de quejas y denuncias, mecanismos sancionatorios
 - **Gran reto:** fomentar eficiencia y desarrollo (inversión).
 - **Contratos regulatorios y fiscalización:** regular la conducta.
 - **Peso relativo del regulador:** grado de influencia política en decisiones regulatorias, captura regulatoria.



Especialización: principal ventaja de la regulación sectorial

- Conocimiento profundo del campo a regular
 - Los prestadores tienen una enorme ventaja
- información asimétrica
- información privada versus transparencia pública
- Prestadores multinacionales frente a reguladores nacionales
- Acceso a recurso humano especializado
- Posibilidad de pago de remuneraciones diferenciadas para calidades similares de recurso humano

Tema de multi-agente con un principal: nuevo modelo de regulación sectorial con Intendentes.

- Organización piramidal intendencias y superintendencias especializadas
- Independencia técnica, capacidad del recurso humano
- Dependencia administrativa de una sola autoridad
- Sujetas a control de segunda instancia (emulando al sistema financiero)
- Metodologías de regulación convergentes, claras, transparentes, sencillas y sin discrecionalidad



¿Cómo superar desventajas?

“Reglas comunes y tratamiento diferenciado”:

- Contratos para temas transversales comunes
- Estándares mínimos de calidad y contabilidad regulatoria
- Normas técnicas para tratamiento de:
 - inversión de mediano y largo plazo
 - tratamiento de la rentabilidad
 - tarifas intergeneracionales

Retos

- Mantener **independencia** en las decisiones: de los operadores, gobierno, influencia política y otros actores.
- **Credibilidad**: que procesos tengan cero errores. Exige altos estándares de eficiencia de funcionarios.
- Atraer y retener buenos profesionales por medio de salarios competitivos del mercado
- Intensificar supervisión y fiscalización de operadores
- Fortalecer el “law enforcement” (castigo y penalidades)
- Equidad intergeneracional: preferencias y diseño de precios o tarifas ⁵⁹entre generaciones



Muchas gracias.

**Cuzco, Perú. OSINERGMIN, CIER.
Cuarto Congreso Internacional Supervisión del servicio eléctrico.
Jueves 27 de noviembre del 2014**