

TEMAS RELEVANTES
PARA LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL

FORO:
COSTA RICA, ¿ se enciende o se apaga ?

Presidencia Ejecutiva del ICE
Ing. Eduardo Doryan Garrón



San José, 10 de Noviembre 2010

SITUACIÓN ACTUAL

SITUACIÓN ACTUAL DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD A OCTUBRE DE 2010

GENERACIÓN

-  Hidráulica
-  Térmica
-  Geotérmica
-  Eólica
-  Solar
-  Otras

Grado de electrificación

99.1%

Demanda Máxima Histórica (MW)

1536

Capacidad Instalada (MW)

Total: 2.415,7 MW

TRANSMISIÓN



Capacidad de
Transformación (MVA)

7.406 MVA

Líneas de Transmisión (km)

1.713,1 Km

DISTRIBUCIÓN



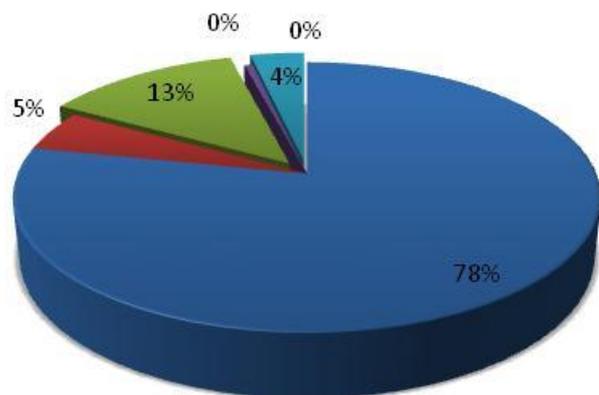
Líneas de Distribución (Km)

SEN 34.500 Km
ICE 19.002 Km

8.238 GWh

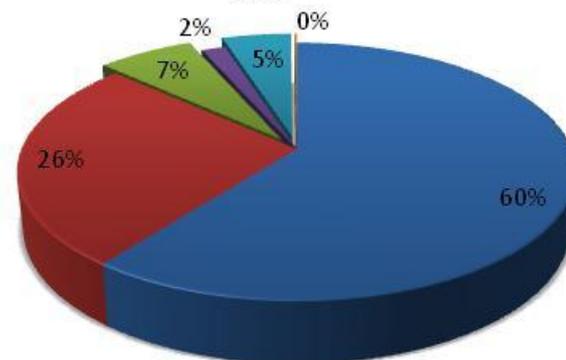
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE FUENTE

Sistema Eléctrico Nacional
Producción de energía GWh - por fuente
2009



■ Hidroeléctrico ■ Termoeléctrico ■ Geotérmico
■ Bagazo ■ Eólico ■ Biomasa

Sistema Eléctrico Nacional
Capacidad instalada kW- por fuente
2009



■ Hidroeléctrico ■ Termoeléctrico
■ Geotérmico ■ Bagazo
■ Eólico ■ Biomasa

2009	GWh
Hidroeléctrico	7 224.46
Termoeléctrico	451.209
Geotérmico	1 185.84
Bagazo	47.608
Eólico	326.183
Biomasa	.610
Total	9 235.91

Capacidad instalada	kW
Hidroeléctrico	1 510 531
Termoeléctrico	661 283
Geotérmico	165 710
Bagazo	40 000
Eólico	119 420
Biomasa	3 700
Total	2 500 644

CAPACIDAD INSTALADA Y CAPACIDAD REMANENTE EN MW POR TIPO DE FUENTE, AL 2009

Fuente	Potencial bruto	Potencial aprovechable	Capacidad instalada	Capacidad remanente	% Instalado del potencial aprovechable	Capacidad remanente total	% de capacidad remanente, respecto al bruto
Hidroeléctrico	25500	6650	1533	5117	23.0%	5117	77%
Geotérmico	865 (1007)*	260	166 (207)**	94	63.7%	800	79%
Eólico	600	270	95	175	35.2%	505	84%
Biomasa	635	95	24	71	24.9%	611	96%
Total	27600	7275	1817	5458	25.0%	7033	25%

*Contempla toda la energía instalada actual y el potencial con doble flasheo.

** Contempla la potencia de la planta Pailas en proceso de construcción.

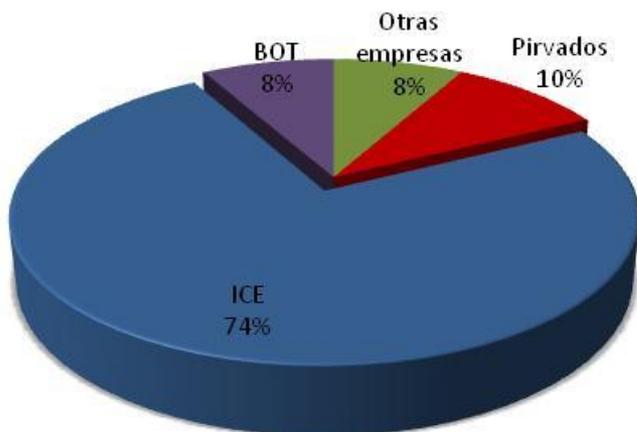
GENERACIÓN



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA

Sistema Eléctrico Nacional

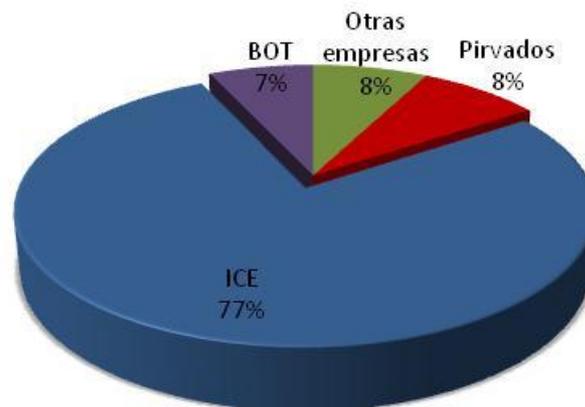
Producción de energía GWh - por empresa
2009



2009	GWh
Otras empresas	743.56
Privados	882.79
ICE	6 856.61
BOT	752.95
Total	7 609.56

Sistema Eléctrico Nacional

Capacidad Instalada kW - por empresa
2009



2009	kW
Otras empresas	189 522
Privados	201 449
ICE	1 937 623
BOT	172 050
Total	2 500 644

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2011-2021

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION								
Plan utilizado para la solicitud tarifaria 2010								
Año	DEMANDA				OFERTA			
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2011	9,837	3.1%	1,656	3.2%	1	Garabito	Térm	200.0
					7	Retiro Alquiler Barranca	Térm	-90.0
					10	Pirris	Hidro	128.0
					11	Pailas	Geot	35.0
2012	10,299	4.5%	1,732	4.4%	1	Colima	Térm	-14.0
					6	Toro 3	Hidro	49.1
2013	10,789	4.5%	1,815	4.6%	11	Cachí	Hidro	-105.0
					11	Cachí 2	Hidro	158.4
2014	11,323	4.7%	1,902	4.6%	1	Chucás	Hidro	50.0
					1	Torito	Hidro	50.0
					1	Turbina Proyecto 10	Térm	35.0
2015	11,901	4.9%	2,001	4.9%	1	Eólico Proyecto 1	Eólic	50.0
					1	Turbina Proyecto 11	Térm	35.0
2016	12,509	4.9%	2,104	4.9%	1	Reventazón Minicentral	Hidro	14.0
					1	Reventazón	Hidro	300.0
2017	13,149	4.9%	2,207	4.7%				
2018	13,822	4.9%	2,321	4.9%	1	Diquís	Hidro	608.0
					1	Diquís Minicentral	Hidro	23.0
2019	14,530	4.9%	2,440	4.9%				
2020	15,276	4.9%	2,569	5.0%				
2021	16,061	4.9%	2,699	4.8%	1	Hidro Proyecto 4	Hidro	50.0

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2022-2025

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION

Plan utilizado para la solicitud tarifaria 2010

Año	DEMANDA				OFERTA			
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2022	16,887	4.9%	2,838	4.9%				
2023	17,757	4.9%	2,983	4.9%	1	Geotérmico Proyecto 1	Geot	35.0
					1	Geotérmico Proyecto 2	Geot	35.0
					1	Geotérmico Proyecto 3	Geot	35.0
					1	Savegre	Hidro	160.0
2024	18,674	4.9%	3,138	4.9%	1	Hidro Proyecto 1	Hidro	50.0
					1	Geotérmico Proyecto 4	Geot	35.0
2025	19,673	5.1%	3,309	5.2%	1	Hidro Proyecto 2	Hidro	50.0
					1	Eólico Proyecto 2	Eólic	50.0

Disponibilidad de Contratación de Generación Privada Leyes 7200 y 7508

Situación actual SEN

Capacidad actual SEN (kW)	Capacidad actual kW (Ley 7200)		Capacidad actual kW (Ley 7508)	
2 403 479	Aeroenergía	6 400	Miravalles III	26 011
	El Viejo	14 000		
	Doña Julia	16 000		
	San Gabriel	200	El General	39 000
	Matamoros	4 000		
	El Embalse	1 500		
	Hidrozarcas	13 100		
	Caño Grande	2 245	La Joya	50 000
	Platanar	15 000		
	Río Lajas	10 000		
	Hidrovenecia	2 940	Eólica Guanacaste	49 500
	Taboga	16 000		
	La Esperanza	5 000	Capulín **	49 000
	La Lucha	354		
	La Rebeca	50		
	Poás I y II	1 942	Chucás**	50 000
	Río Segundo II	665		
	Movasa	20 000	Torito**	50 000
	Don Pedro	14 000		
	Volcán	17 000		
Tapezco	136			
Plantas Eólicas	19 800			
Suerkata	2 700			
Totales	7.62%	183 032	13.04%	313 511

** *Proyectos adjudicados en proceso de firma de contrato*

Disponibilidad de Contratación de Generación Privada Leyes 7200 y 7508

Situación futura SEN (corte al año 2013)					
Capacidad SEN		Capacidad 7200		Capacidad 7508	
Planta	Capacidad (kW)	Planta	Capacidad (kW)	Planta	Capacidad (kW)
		7200 al 2010	183 032		
		Santa Rufina	150		
SEN actual	2 403 479	Montezuma	300		
		Monterrey	1 800		
Catsa	8 000	Parismina	7 500		
Alq. Barranca	- 90 000	Chiripa	20 000		
Garabito	200 000	Vientos del Este	9 000	7508 al 2010	313 511
Ingenio 1	24 000	Guayabo	20 000		
Ingenio 2	24 000	Mogote	20 000		
Pirrís	128 000	Orosi	20 000		
Valle Central	15 000	Alalay	230		
Pailas	35 000	Río Parisminita	3 300		
Cutres	3 000	Río Perla	3 100		
El Palmar	5 000	Destierro	2 900		
Tejona 2	20 000	Quinoa	3 200		
Colima	- 14 000	Torito	9 400		
Toro 3	50 000	Piedras Negras	770		
Cachí	- 105 000	Vara Blanca	2 500	Eólico 1	50 000
Cachí 2	160 000	La Rebeca	50		
		Río Segundo II	365		
7200 futuro	164 565	TilaWind I	20 000		
7508 futuro	199 000	Meorca Wind	20 000		
TOTALES	3 230 044		347 597		363 511

Disponibilidad de Contratación de Generación Privada Leyes 7200 y 7508

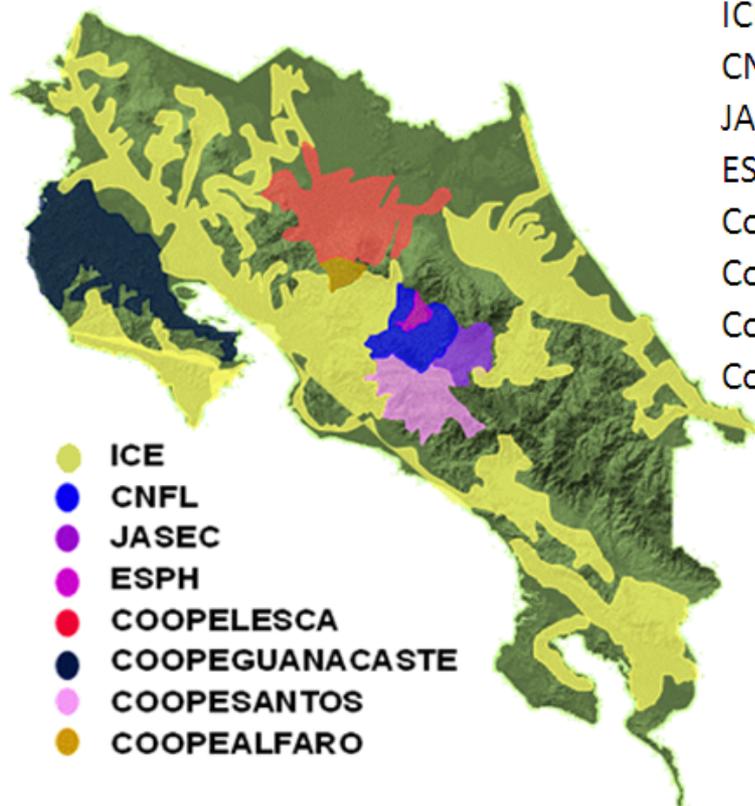
RESUMEN

CAPACIDAD DE CONTRATACIÓN ACTUAL (kW)	CAPACIDAD DE CONTRATACIÓN AL AÑO 2013 (kW)
<p align="center">15 % de la capacidad instalada del SEN = 360 522</p>	<p align="center">15 % de la capacidad instalada del SEN = 484 507</p>
<p align="center">Capacidad disponible para 7200 = 177 490</p>	<p align="center">Capacidad disponible para 7200 = 136 910</p>
<p align="center">Capacidad disponible para 7508 = 47 011</p>	<p align="center">Capacidad disponible para 7508 = 120 996</p>

DISTRIBUCIÓN



ÁREAS POR EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN



	Clientes	Ventas	Territorio servido
ICE ●	43.48%	39.97%	77.5%
CNFL ●	33.92%	38.46%	1.9%
JASEC ●	5.57%	5.72%	2.4%
ESPH ●	4.65%	5.86%	0.2%
Coopesca ●	5.00%	4.07%	9.2%
CoopEGuanacaste ●	4.41%	4.33%	6.2%
Coopesantos ●	2.53%	1.32%	2.2%
CoopEalfaro ●	0.43%	0.26%	0.4%

Sistema Eléctrico Nacional:

Ventas : 4 285 GWh

Clientes : 1 445 141

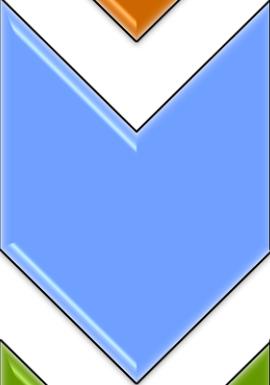
Acumulado a Agosto 2010

TRANSMISIÓN



TRANSMISIÓN

- 
- El desarrollo y mantenimiento de la red de transmisión está a cargo del ICE.

- 
- El país cuenta con una red de 138 kV y de 230 kV de 2000 km de longitud

- 
- El plan de la expansión de la transmisión lo realiza el ICE para:
 - Conectar nuevos proyectos de generación y distribución
 - Mejorar la seguridad y capacidad de transmisión del sistema

Red de transmisión nacional año 2010

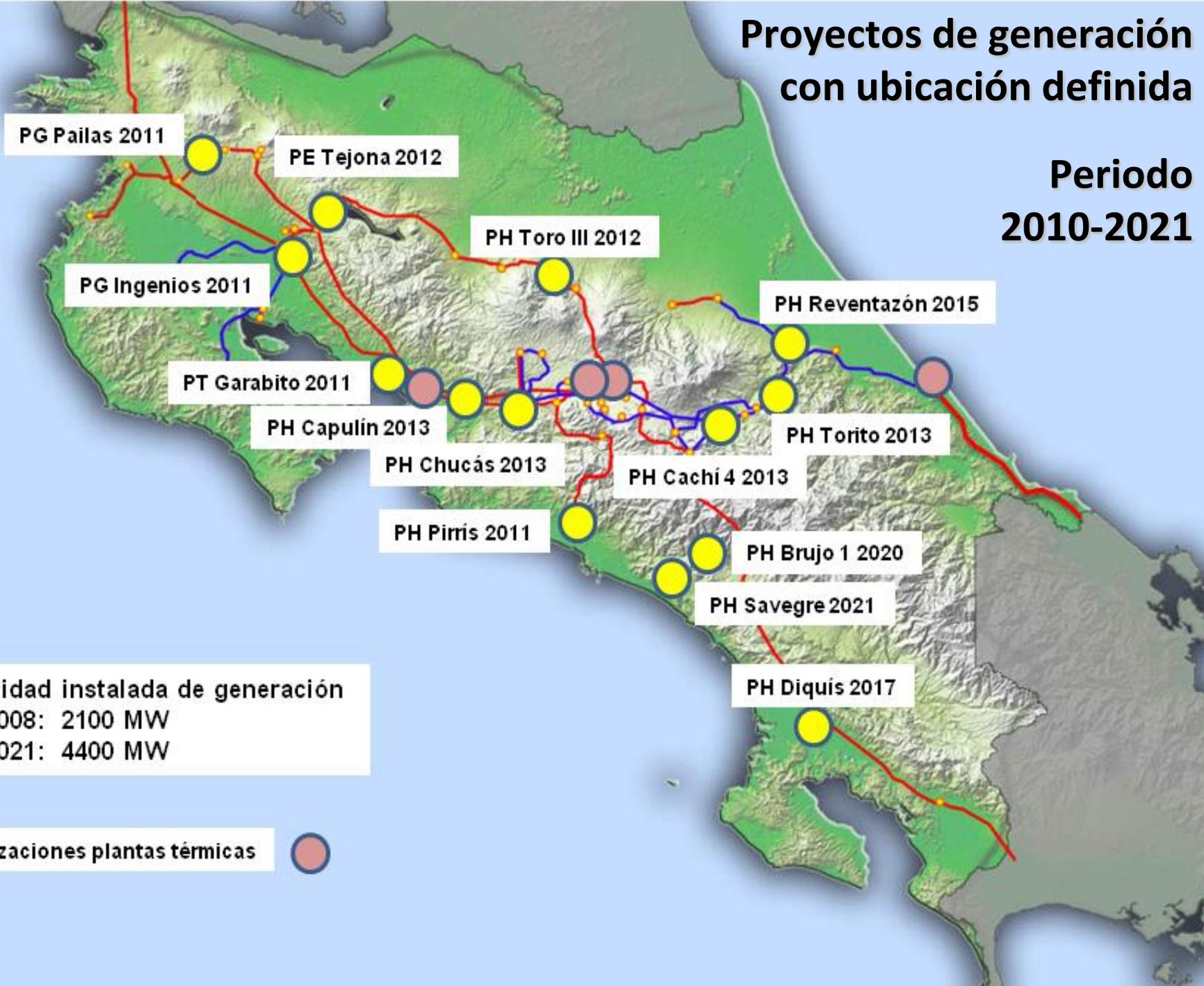


A SETIEMBRE 2010

- LÍNEAS TRANSMISIÓN 138 KV - 762 KMS**
- LÍNEAS TRANSMISIÓN 230 KV - 1183 KMS**
- SUBESTACIONES - 8092 MVA**

Proyectos de generación con ubicación definida

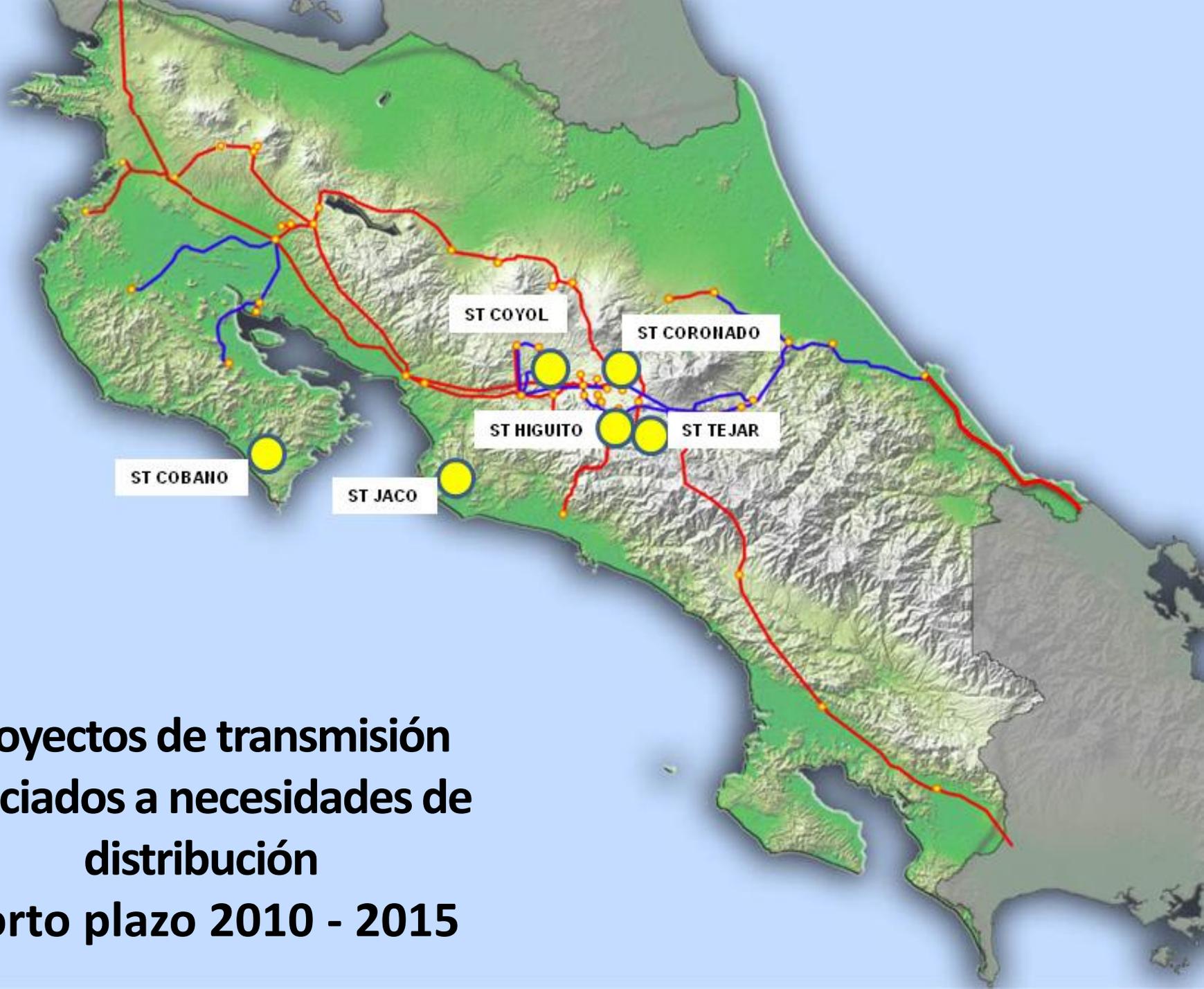
Periodo
2010-2021



Capacidad instalada de generación
Año 2008: 2100 MW
Año 2021: 4400 MW

Modernizaciones plantas térmicas





**Proyectos de transmisión
asociados a necesidades de
distribución
Corto plazo 2010 - 2015**



LT SIEPAC 2010 - 2011

LT Cariblanco - General 2013

LT Leesville - Trapiche 2013

LT Peñas Blancas - Garita 2012

Anillo Sur Fase 1 2013

LT Río Macho - Moin 2011

LT Santa Rita - Cóbano 2013

PH Reventazón 2015

LT Lindora - Parrita #2 2011

LT Cachi - Río Macho 2013

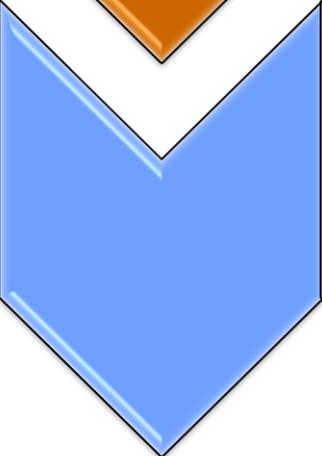
Anillo Sur Fase 2 2015

PH Diquis 2017

Refuerzos de la Red de Transmisión Mediano plazo 2010 - 2017

TRANSMISIÓN REGIONAL

- 
- El sistema nacional está interconectado con Panamá y Nicaragua y forma parte del Sistema Eléctrico Regional.

- 
- Actualmente está en fase final de construcción la línea SIEPAC. Estará finalizada en diciembre del 2011.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN REGIONAL SIEPAC-EPR



País	KMS
Guatemala	282,9
El Salvador	287,7
Honduras	270,1
Nicaragua	305,6
Costa Rica	492,4
Panamá	150,5
Total	1789.2

Costo del Proyecto:
US\$ 500 millones

300 MW de capacidad + 300 MW
28 bahías en 15 subestaciones
Cable OPGW de 36 fibras
6000 GWh año (300 a 500 MMUS\$)

LAS TORRES INCLUYEN UNA CAPACIDAD
PREVISTA PARA UN SEGUNDO CIRCUITO

- Ruta de Línea a 230 KV
- Subestación de interconexión
- Subestación nacional

OPERADOR DE SISTEMA Y DE MERCADO



CENCE: OPERADOR DE SISTEMA Y DE MERCADO

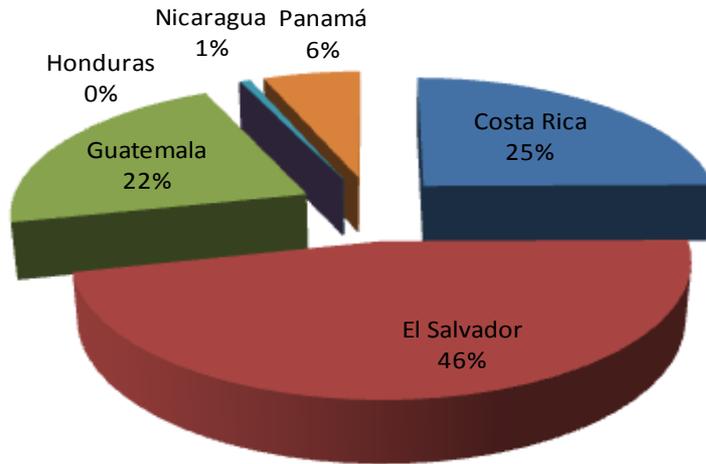
En la actualidad el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) realiza las funciones de Operador de Sistema y Operador de Mercado a nivel nacional y es el enlace con el operador del Mercado Regional.



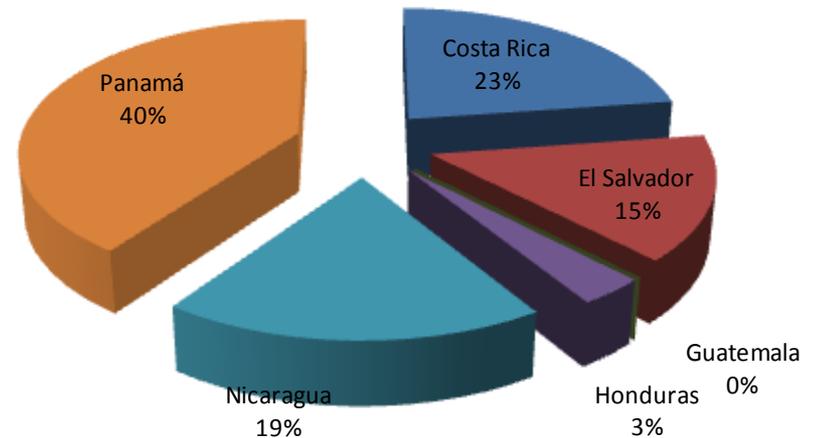
CENCE: OPERADOR DE SISTEMA Y DE MERCADO

A través del CENCE se realizan las transacciones de inyección y retiro de energía en el Mercado Regional.

Inyección de Energía



Retiro de Energía



Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional en el año 2010

MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL



Honduras

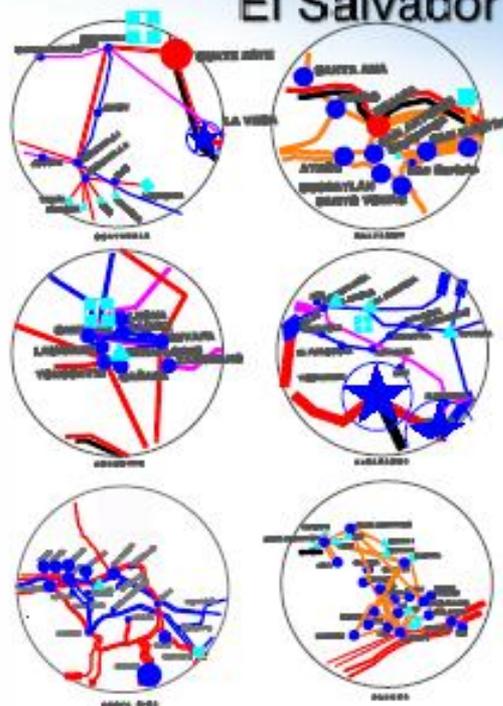
Nicaragua

Panama

Costa Rica

El Salvador

Guatemala



Por qué se requiere un Marco para la Industria Eléctrica

Por qué se requiere un Marco para la Industria Eléctrica

Ausencia de regulación integral

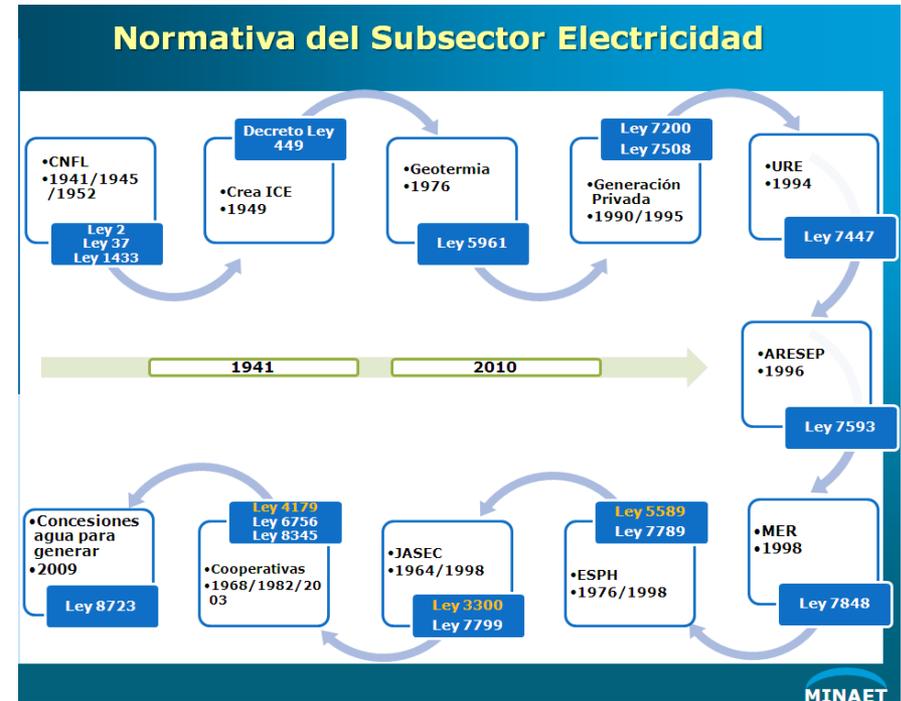
El Mercado Eléctrico Regional

Requerimientos de inversión

Evolución tecnológica

AUSENCIA DE REGULACIÓN INTEGRAL

- El país no cuenta con un marco que regule de forma integral la industria eléctrica.
- Existe gran cantidad de leyes, reglamentos, normas y resoluciones.
- Se requiere ordenar la Industria Eléctrica y eliminar los vacíos legales para permitir un desarrollo integral.



EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

- Ante la ratificación del Tratado Marco del MER, el país asumió una serie de compromisos para el desarrollo de un mercado regional.
- Se requiere interactuar de forma ágil y transparente con la región y con los diferentes actores involucrados.
- A la vez debe permitir asignar las responsabilidades y derechos que les correspondan a los actores nacionales.

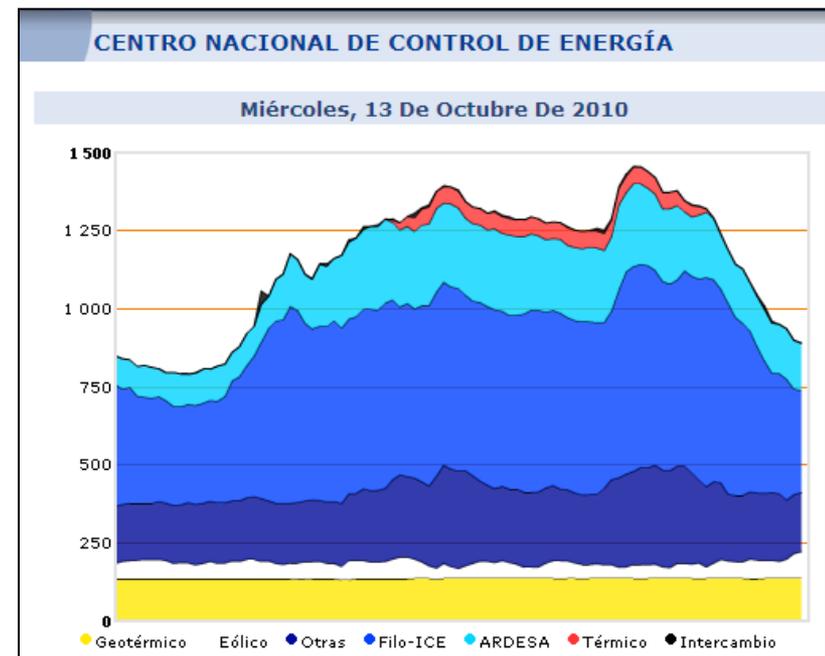


REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN

Para el año 2021 las proyecciones indican que se duplicará la demanda.

Esto implica inversiones por más de 9000 millones de dólares en proyectos de generación y otras inversiones en transmisión y distribución.

Se requiere dar seguridad jurídica a los inversionistas para invertir en el mercado.



EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA

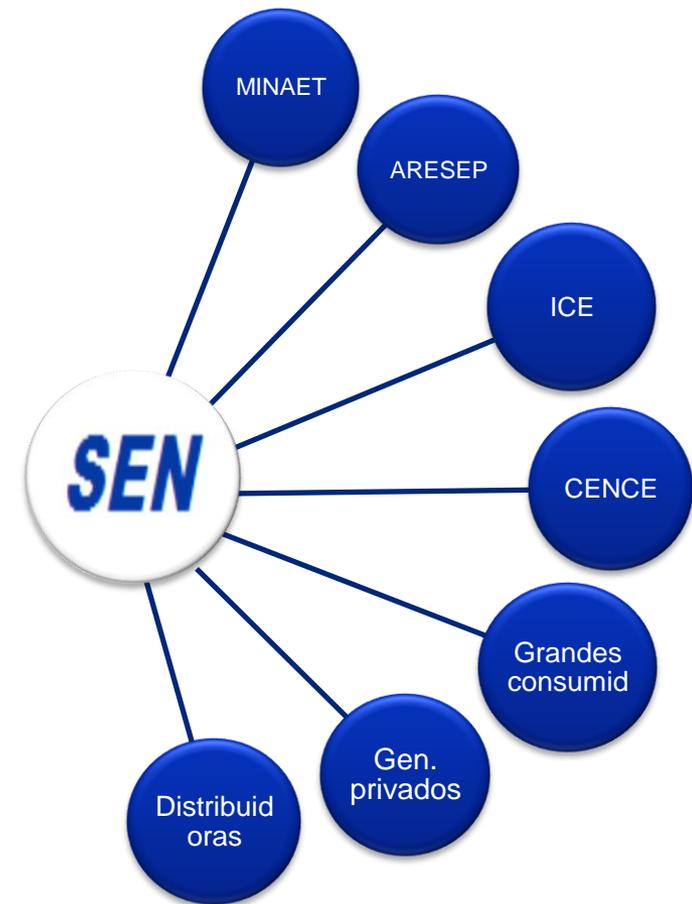
- En un futuro cercano la innovación tecnológica permitirá a todos los actores de la sociedad generar energía eléctrica.
- Se requieren condiciones apropiadas para la participación de estos actores en la satisfacción de la demanda.
- Se deben establecer los mecanismos para adquirir la energía más económica disponible en todos los niveles.



Elementos que debe considerar un nuevo Marco de la Industria Eléctrica

DEFINICIÓN DE ROLES

Deben establecerse los roles naturales de los entes que realizan la rectoría, regulación planificación, transmisión y operación del SEN, y fortalecer las instituciones que tendrán estas responsabilidades a su cargo

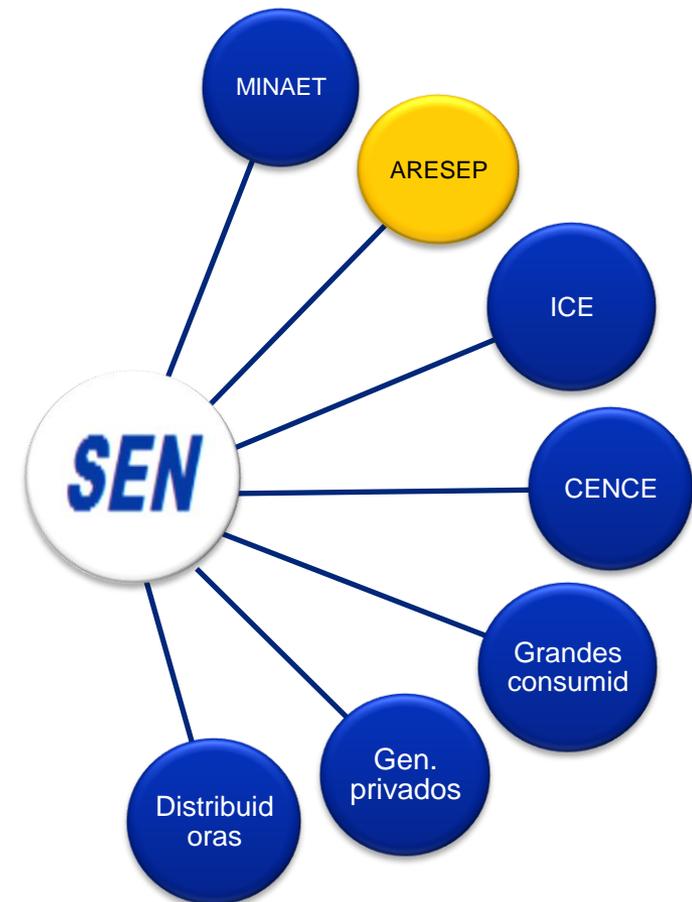


EL REGULADOR

El regulador tiene un rol fundamental para garantizar la transparencia, la vigilancia del mercado y la protección de los usuarios finales.

Debe garantizar que se optimicen los costos en el mercado.

Se requiere un regulador independiente, con poder sobre el mercado, con competencia técnica y que garantice el acceso universal al servicio eléctrico

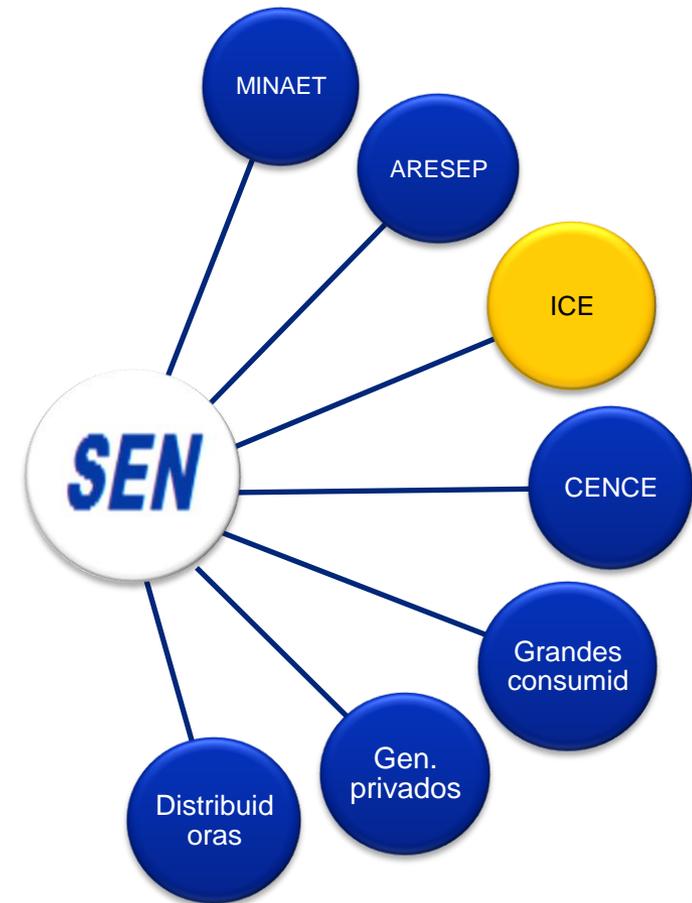


PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN

El ICE posee las competencias técnicas y la experiencia reconocida a nivel nacional e internacional por su desempeño en este campo.

Existen agentes que desarrollan proyectos de generación al margen del plan del ICE.

La legislación nacional debe incluir las responsabilidades relacionadas con la planificación de la expansión de la generación.

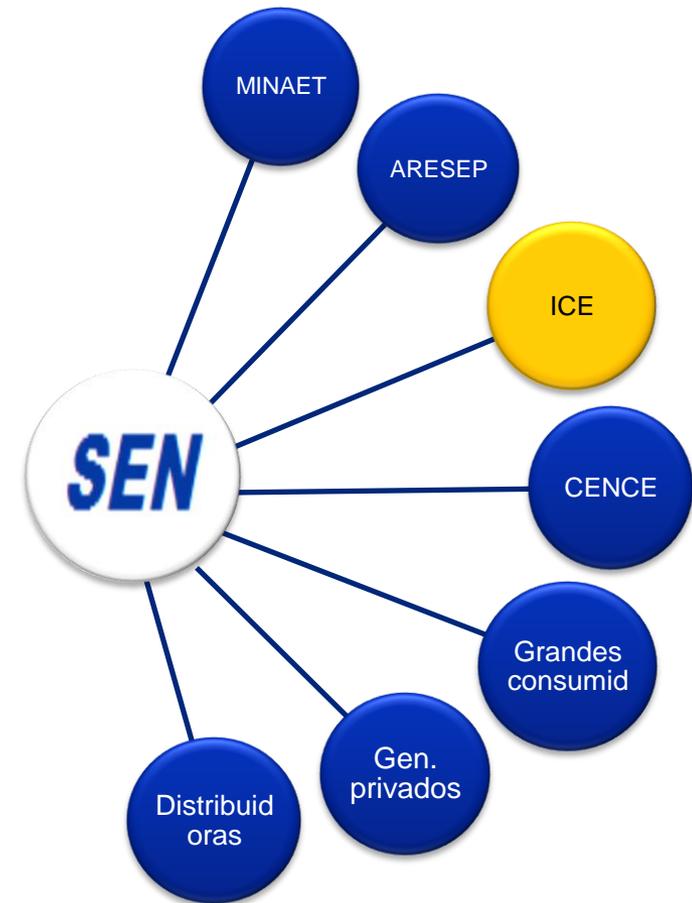


TRANSMISIÓN

El transmisor, como monopolio natural debe garantizar la calidad del servicio y el libre acceso a la red para todos los agentes del SEN.

La transmisión debe mantenerse como un servicio regulado.

Se debe incentivar la expansión de la transmisión para evitar la saturación de las redes y permitir el acceso a todos los nuevos agentes y dar seguridad a las inversiones en la industria.



OPERADOR DE SISTEMA Y MERCADO

Funciones típicas de operadores de sistema y de mercado en cualquier modelo de industria eléctrica a nivel mundial:

- Operación del mercado: despachar económicamente las plantas generadoras y liquidar las transacciones entre los actores del mercado
- Operación del sistema: Garantizar la continuidad y la calidad del servicio

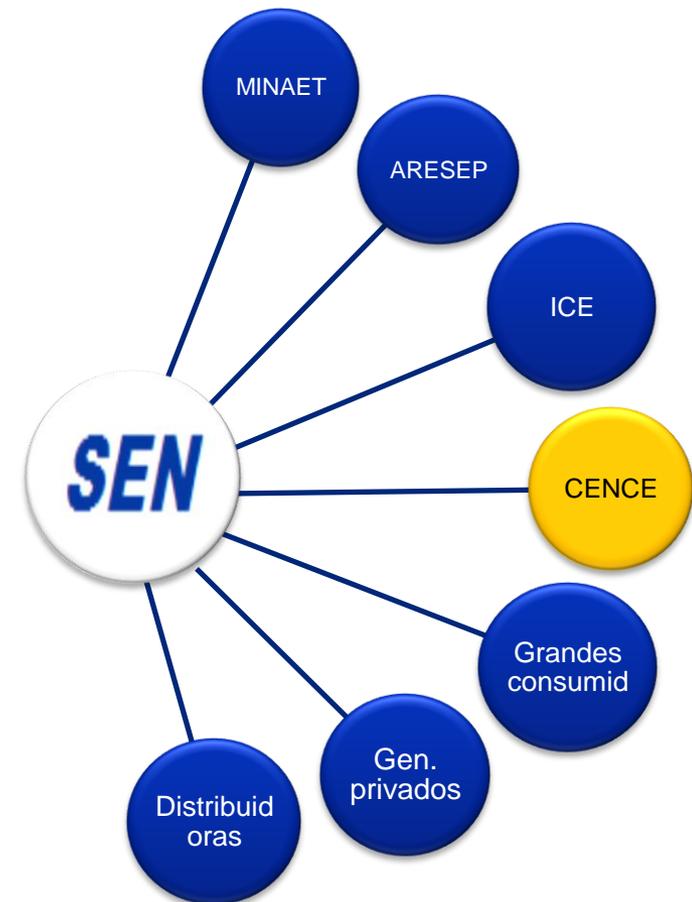
Estas funciones están claramente diferenciadas de las funciones del regulador.

OPERACIÓN DE SISTEMA Y MERCADO

Definir y asignar las responsabilidades del OS/OM para garantizar la coordinación adecuada de los agentes y el despacho.

Contar con los mecanismos que lo faculten para ejercer la jerarquía como coordinador del SEN.

El OS/OM debe actuar con transparencia y objetividad, por lo tanto debe tener independencia de los agentes del mercado.



SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA

La experiencia internacional demuestra que los mercados no pueden dar las señales correctas para satisfacer la demanda.

Actualmente, existe un responsable de satisfacer la demanda nacional y es fundamental mantener este rol para garantizar la seguridad de abastecimiento.



RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES

Se debe garantizar que los precios que se pague por la energía permitan el pago de las inversiones y las haga atractivas para los inversionistas.

Deben ser precios competitivos a nivel nacional e internacional, sin sobrepasar los precios razonables de mercado.



Elementos que se deben considerar con cautela en el nuevo Marco

LA FIGURA DEL COMERCIALIZADOR

El Comercializador es un intermediario en el mercado, del que se puede prescindir en las etapas iniciales, debido a los riesgos de especulación.

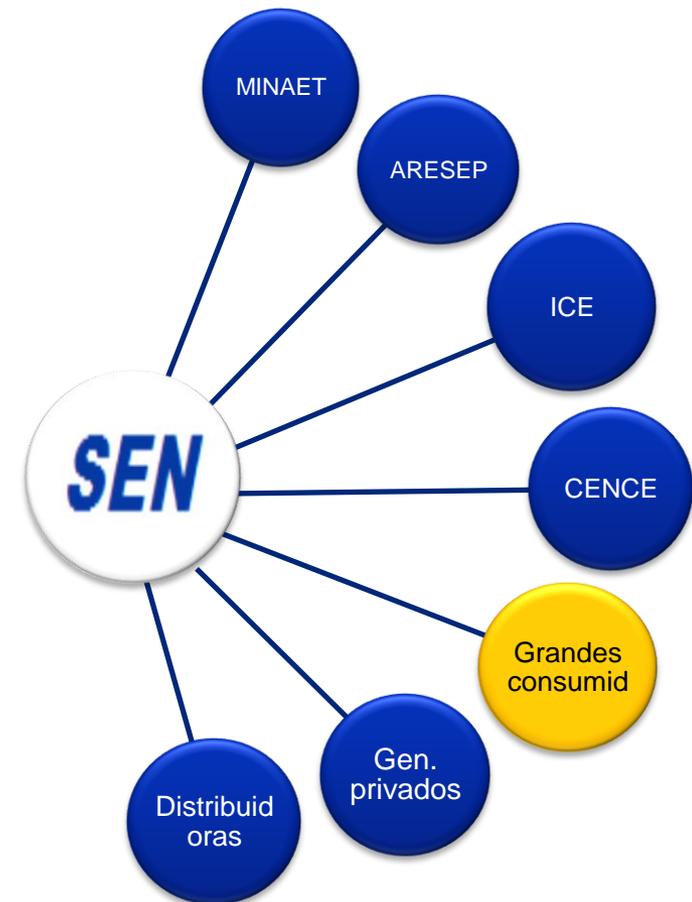
Por reciprocidad con otros países de la región, en la regulación nacional no debería considerarse esta figura.

GRANDES CONSUMIDORES

Estos agentes podrían contribuir mediante su participación en un eventual mercado mayorista a:

- Fijar precios atractivos para el mercado.
- Atraer inversiones a economía nacional.

En una primera etapa debe ser un grupo reducido, con el fin de evaluar el desempeño de este sector dentro del mercado.



GENERACIÓN TÉRMICA

Meta para el año 2021: País carbono neutro y generación sin hidrocarburos.

En casos de fuerza mayor o rezago de plantas renovables el Rector del Sector autoriza al mercado regulado para desarrollar fuentes termoeléctricas.

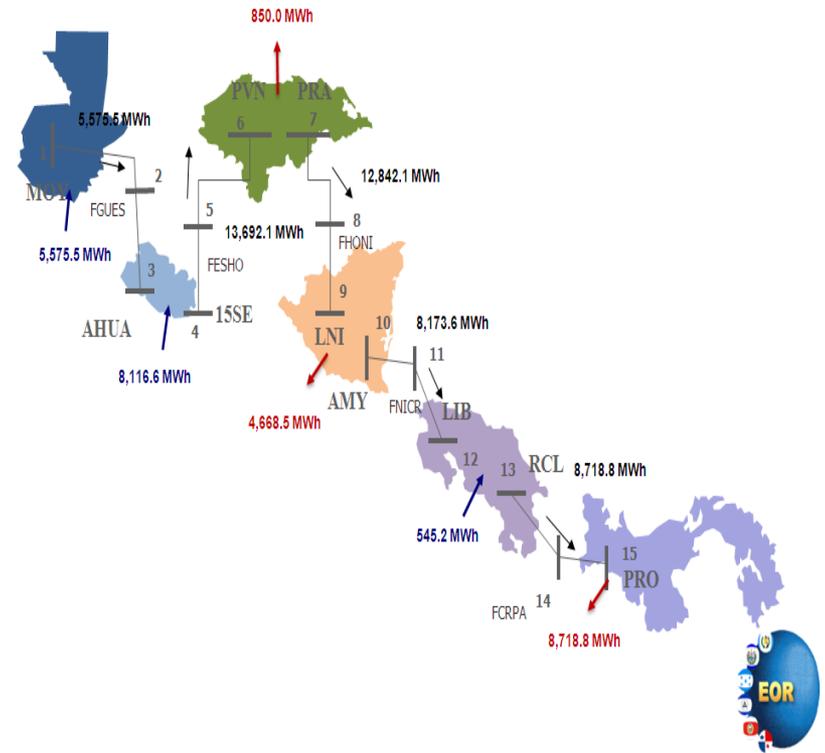


VENTAS AL MERCADO REGIONAL

Prioridad de abastecimiento de la demanda nacional.

El operador del sistema debe administrar recursos de generación y en especial los embalses, para garantizar el suministro en el mediano plazo.

No es recomendable ventas al MER a precios inferiores al costo ofertado para el Mercado Nacional.



RECONOCIMIENTO DE INGRESOS POR TARIFAS

Tarifas de servicios regulados deben ser oportunas y cubrir costos directos e indirectos de operación, servicio de la deuda y un rédito razonable para desarrollo, para evitar desventajas con respecto al mercado mayorista.

Todas las distribuidoras deben contribuir con el acceso universal. Los costos deben estar cubiertos por las tarifas.

El nuevo marco no debería afectar los subsidios existentes.



CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA PARA ABASTECER LA DEMANDA EN EL FUTURO

TEMAS RELEVANTES PARA LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL

En el futuro los avances tecnológicos permitirán a todos los actores de la sociedad participar en la producción de energía eléctrica



TEMAS RELEVANTES PARA LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL

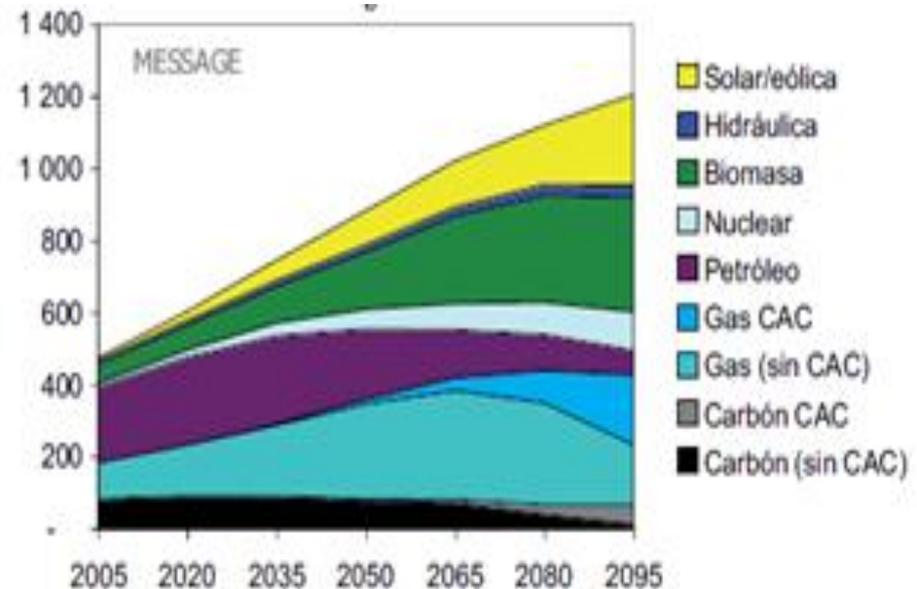
El agotamiento de las fuentes fósiles de energía obligará a la sustitución de usos de hidrocarburos por energía eléctrica, por ejemplo con el uso de la energía eléctrica en el transporte



USO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

La escasez de las fuentes fósiles y el agotamiento de las fuentes hidroeléctricas a partir del año 2030 impulsará las energías renovables (solar, eólico y biomasa).

Incrementa la participación en matriz eléctrica (hasta un 33% en el 2050 y un 55% para el año 2095)



TEMAS RELEVANTES PARA LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL

Las amenazas del *Cambio Climático* obligan hacer un cambio en las fuentes de energía que se emplearán a largo plazo



La opción es utilizar fuentes bajas en emisiones de carbono siendo las más promisorias la energía solar, eólica, de biomasa y nuclear

TEMAS RELEVANTES PARA LA INDUSTRIA ELÉCTRICA NACIONAL

Con respecto a fuentes renovables no convencionales, se considera que el Estado podría ser el promotor de inversiones del sector privado en estas nuevas tecnologías.



Biocombustibles a partir de Microalgas

Esto a través de incursiones en proyectos piloto, difusión de información y estímulo de investigaciones que permitan generar confianza en los inversionistas

CONCLUSIONES

- Se debe resolver la dispersión de la regulación actual
- Permitir interacción ágil con el Mercado Regional
- Incentivar la inversión en proyectos de generación
- Crear condiciones para incorporar nuevas tecnologías de producción de electricidad con fuentes renovables, en todos los sectores
- Definir claramente y fortalecer los roles del Rector, el regulador, el operador de sistema y mercado, y la planificación nacional.
- Asignar de manera clara la responsabilidad de la satisfacción de la demanda.

GRACIAS