

INFORME

ENERO-DICIEMBRE

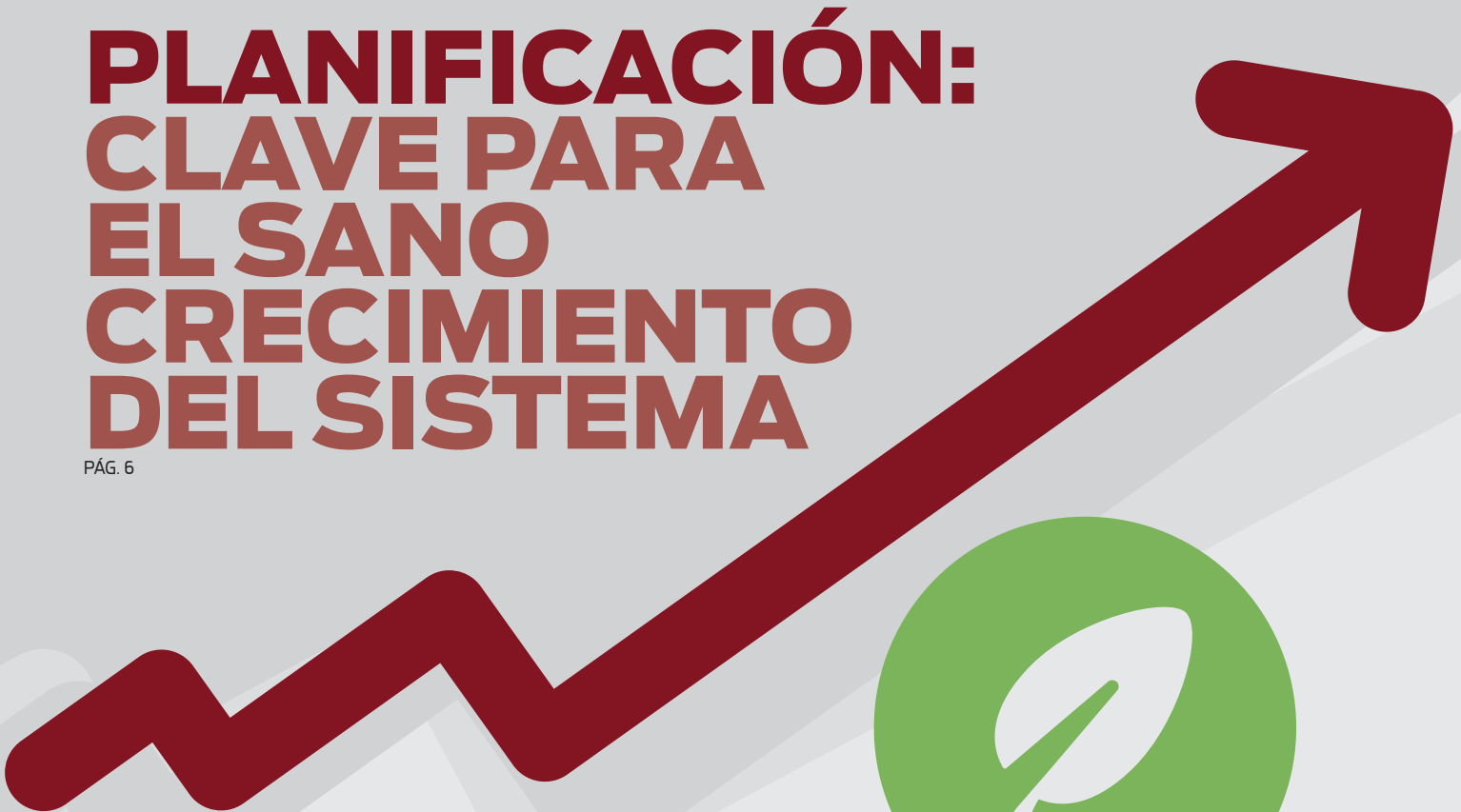
2018

**PLANIFICACIÓN:
CLAVE PARA
EL SANO
CRECIMIENTO
DEL SISTEMA**

PÁG. 6

**Energía renovable
sigue creciendo** PÁG. 8

**Capacidad de
generación estable durante
2018, 12% sobre demanda
abastecida** PÁG. 9



INFORME
ENERO - DICIEMBRE
2018



INTRODUCCIÓN

PÁG. 4



PLANIFICACIÓN
DEL SISTEMA
ELÉCTRICO
NACIONAL:
ÚNICO CAMINO
PARA EL
DESARROLLO
SOSTENIBLE

PÁG. 6



**PRINCIPALES
INDICADORES DEL
SECTOR ELÉCTRICO**

PÁG. 8

**3.1. ENERGÍA
RENOVABLE SIGUE
CRECIENDO**

PÁG. 8

**3.2. OFERTA DE
ENERGÍA QUE
ESTUVO DISPONIBLE
SUPERÓ EN 12%
LA DEMANDA
ABASTECIDA DEL
SISTEMA**

PÁG. 9

**3.3. HISTÓRICO
COSTO MARGINAL
DE ENERGÍA EN EL
MERCADO SPOT**

PÁG. 10

**3.4. APOORTE DE
GENERADORES DEL
SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL
INTERCONECTADO
(SENI) DURANTE EL
2018**

PÁG. 12

**3.5. INYECCIÓN DE
ENERGÍA AL SENI
POR TODAS LAS
EMPRESAS DEL
SISTEMA**

PÁG. 13



Por una industria eléctrica más eficiente

EN LA ASOCIACIÓN DOMINICANA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (ADIE), DESDE 2009, PROMOVEMOS EL DESARROLLO, LA EXPANSIÓN Y EL FORTALECIMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO DENTRO DE UN MARCO ÉTICO DE JUSTA COMPETITIVIDAD.

ANALIZAMOS CONSTANTEMENTE LOS PROBLEMAS QUE AFECTAN LAS ACTIVIDADES DE LOS ACTORES DEL MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO PARA APORTAR SOLUCIONES Y VELAR POR LA ADOPCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS.

PASAR ADELANTE Y CONSTRUIR UN FUTURO SÓLIDO EN EL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO ES UN OBJETIVO QUE AMERITA DE UN ESFUERZO CONJUNTO ENTRE TODOS LOS QUE NOS SENTIMOS COMPROMETIDOS CON EL DESARROLLO SOSTENIBLE DE NUESTRO PAÍS.

ES POR ELLO, QUE EN ADIE ABRIMOS NUESTRAS PUERTAS A TODOS LOS INTERESADOS EN EL PORVENIR DEL PAÍS EN MATERIA ELÉCTRICA PARA COMPARTIR INFORMACIÓN ÚTIL, APORTAR IDEAS Y PARTICIPAR ACTIVAMENTE EN LAS DISCUSIONES SOBRE LAS POLÍTICAS QUE IMPACTAN NUESTRO SISTEMA ELÉCTRICO.

CONSEJO EDITORIAL

- MANUEL CABRAL F.
- AMAURY VÁSQUEZ
- ROCÍO ARAUJO
- JULISSA MONTILLA

COLABORACIÓN

MEDIÁTICOS CONSULTORES, S.R.L.
E&S: DISEÑO, DIAGRAMACIÓN E INFOGRAFÍAS

JUNTA DIRECTIVA ADIE

- ROBERTO HERRERA, PRESIDENTE ADIE, GERENTE GENERAL CESP
- EDWIN DE LOS SANTOS, PRESIDENTE AES DOMINICANA
- ANTONIO RAMIREZ, GERENTE GENERAL GENERADORA SAN FELIPE
- LUIS MEJÍA BRACHE, GERENTE GENERAL EGE HAINA
- DIANA CAMPOS, GERENTE DE NEGOCIOS PALAMARA LA VEGA
- ARMANDO RODRIGUEZ, GERENTE GENERAL SEABOARD
- CARLOS VANEGAS, DIRECTOR DE FINANZAS GERDAU METALDOM
- MIGUEL ROBERTO CAMINO, PRESIDENTE CONSORCIO LAESA
- JUANA BARCELÓ, PRESIDENTA BARRICK PUEBLO VIEJO
- MANUEL CABRAL F., VICEPRESIDENTE EJECUTIVO ADIE

3.6. LAS EMPRESAS MIEMBROS DE LA ADIE INYECTARON 85% DE LA ENERGÍA QUE SE CONSUMIÓ EL AÑO 2018
PÁG. 14

3.7. MATRIZ ENERGÉTICA INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE
PÁG. 15

3.8. ENERGÍA (GWH) GENERADA MENSUALMENTE POR TODAS LAS CENTRALES DE GENERACIÓN INTERCONECTADAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SENI) 2018
PÁG. 16

3.9. MERCADO SPOT Y PRECIO MONÓMICO DE GENERACIÓN
PÁG. 18

3.10. PRECIO MEDIO DE COMPRA VENTA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH
PÁG. 19

3.11. HASTA CASI DOS MESES DE APAGÓN PARA LA POBLACIÓN EN 2018
PÁG. 20

3.12. COMPRA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (EDESUR, EDEESTE Y EDENORTE)
PÁG. 22

3.13. RESUMEN DE LA DEUDA DE LA CDEEE Y EDE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES
PÁG. 24

3.14. EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN MANTIENEN NIVELES IMPORTANTES DE PÉRDIDA
PÁG. 28



AL CIERRE

PÁG. 30



INTRODUCCIÓN

Las inversiones del sector privado han hecho posible que hoy podamos contar con diversas fuentes de producción de energía, esto, fruto directo del proceso de capitalización iniciado hace dos décadas y que hoy permite que podamos contar con un sistema eléctrico más eficiente, que produce a menores costos y un auge de energía más limpia y favorable al medio ambiente, al tiempo que se ha reducido a un 38% la dependencia de los derivados del petróleo.

En el presente informe analizamos información oficial para obtener los resultados de los principales indicadores de desempeño del sector eléctrico en el pasado año. Este documento se centra en aspectos relacionados con generación, distribución, precios, compra y venta de energía y otros datos relevantes del mercado.

En 2018 se generaron 15,701.68 GWh para atender la demanda

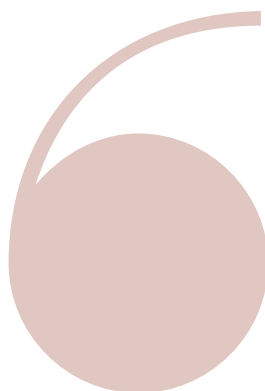
solicitada por Distribuidoras y Usuarios No Regulados (UNR), esta energía se produjo con siete fuentes primarias: sol (0.5%), biomasa (1.3%), viento (3.1%), agua (11.2%), carbón (13.0%), gas natural (32.9%) y derivados del petróleo (38.1%).

A pesar de los incidentes ocurridos el pasado año, el sistema de generación se mantuvo estable, y la energía disponible en el 2018 superó en un 12% a la demanda abastecida, y en el último trimestre alcanzó la cifra de un 15.2%.

Los niveles de pérdidas de las empresas de distribución se mantienen cercano al 30%. Mayormente, esas pérdidas se producen porque hay consumidores sin contador debido a una ineficiente gestión comercial, los cuales están conectados directamente a la red de distribución. También hay un porcentaje que tienen sistemas de fraude para que el contador no refleje el verdadero consumo.

De las empresas de distribución la que registró mayores apagones en el 2018 fue Edeeste con 726.51 GWh de energía no suministrada lo que representó un 14.4% de energía no servida y lo que se traduce en 3.5 horas promedio de apagones diarios para todos sus usuarios. Por su parte, Edesur alcanzó 517.74 GWh lo que a su vez representó un 9.6 % de energía no servida para esta región y 2.4 horas promedio de apagones diarios para todos sus clientes. Mientras que la Distribuidora del Norte registró 396.15 GWh de energía no suministrada lo que representó un 8.7% traduciéndose en 2.1 horas de apagones diarias para todos sus usuarios.

En cuanto al precio promedio al que las Distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron fue de 13.28 centavos de dólar por cada kilovatio-hora de energía, mientras que lo vendieron a un precio promedio de 16.07 centavos de dólar por cada kilovatio-hora, obteniendo un margen de venta de 2.79 centavos de dólar.



DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN LA QUE REGISTRÓ MAYORES APAGONES EN EL 2018 FUE EDEESTE CON 726.51 GWH DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA".

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL: ÚNICO CAMINO PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

2

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL: ÚNICO CAMINO PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

La planificación, políticas públicas y proyecciones de las necesidades del subsector eléctrico para determinar la visión de largo plazo son las bases para lograr la estabilidad en el suministro y el desarrollo de la oferta eléctrica. La actividad administrativa de planificación disminuye en gran medida la incertidumbre, y ofrece claridad a los actores para que puedan tomar medidas en beneficio de las proyecciones de la demanda y oferta de energía.

El plan del sistema eléctrico es clave en el desarrollo económico del país, el objetivo fundamental del mismo es definir una estrategia de costes mínimos para la ampliación a largo plazo de los sistemas de generación, transmisión y distribución adecuados para atender a la demanda pronosticada, en unas condiciones técnicas, económicas y políticas dadas².

La ausencia de proyecciones y programación en los sistemas energéticos tiene efectos desastrosos debido a la incidencia que estos tienen en el desarrollo de un país, estos efectos se traducen en algunos casos con falta de inversión, mala calidad de servicio, desabastecimiento, precios altos y demás problemas que trae el no poseer un camino definido de hacia dónde se va.

Una de las señales que se envía al conocer cuál será el crecimiento de la demanda del país en el mediano y largo plazo y los mecanismos que se utilizarán para abastecerla, es un clima de inversión propicio con bajos niveles de incertidumbre y por ende menores tasas de interés exigida a los capitales invertidos.

Para ser competitivos en el mundo globalizado actual es imperante una certera planificación; desde las entidades públicas y privadas se debe trabajar teniendo en cuenta esta planificación integral y con esto lograr un sistema energético que empuje el desarrollo nacional del país.

(1): A.J. Covarrubias, "Expansion planning for electric power systems", OIEA BOLETÍN - VOL.21, no. 2/3, Junio 1979.

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL:
ÚNICO CAMINO PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

Un ejemplo que podemos destacar de la importancia de la planificación de los sistemas eléctricos es el caso Panamá. En este país centroamericano se vivió una crisis de abastecimiento en los años 2013 y 2014 debido a una alta dependencia de la energía hidroeléctrica. Esta situación

provocó que las autoridades de este país trazaran una nueva planificación del sistema en la que se incentivaba nuevas inversiones en fuentes de energía diversas.

La tabla I detalla como evolucionó la capacidad instalada en

Panamá del 2012 al 2017, se aprecia que a partir del 2014 comienzan a integrarse nueva potencia con diversos combustibles de generación. En agosto de 2018 se inauguró AES Colón de 381 MW, La primera planta de energía a base de gas natural en Panamá y Centroamérica.

TABLA I: CAPACIDAD INSTALADA EN PANAMÁ: AÑOS 2012 – 2017²

TIPO DE GENERACIÓN	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TOTAL, CAPACIDAD INSTALADA (MW)	2,312.3	2,347.2	2,709.2	2,989.2	3,143.3	3,244.9
GENERACIÓN HIDRÁULICA (MW)	1,387.9	1,422.8	1,563.1	1,614.1	1,672.0	1,700.5
GENERACIÓN TÉRMICA (MW)	775.2	775.2	915.2	987.2	1,007.5	1,051.6
GENERACIÓN EÓLICA (MW)	--	--	--	205.0	270.0	270.0
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (MW)	--	--	--	9.3	20.2	49.2
APORTES ACP (MIXTO) (MW)	149.3	149.3	230.9	173.6	173.6	173.6



ESTA SITUACIÓN PROVOCÓ QUE LAS AUTORIDADES DE ESTE PAÍS TRAZARAN UNA NUEVA PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA EN LA QUE SE INCENTIVABA NUEVAS INVERSIONES EN FUENTES DE ENERGÍA DIVERSAS".

(2): Fuente: Centro Nacional de Despacho, ETESA

3

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.1. Energía renovable sigue creciendo

República Dominicana posee una de las matrices de generación eléctrica más diversificadas en comparación con otras de Centroamérica y El Caribe.

Dos décadas atrás la producción de energía estaba liderada en un 88% por derivados del petróleo y el resto lo componían el carbón en un 3% y el agua con un 9%. Fruto de las inversiones que siguieron al

proceso de capitalizarse redujo de manera progresiva el protagonismo de los combustibles fósiles y dio entrada a otras fuentes: 72% derivados del petróleo; 4% gas natural; 12%, carbón y 12% hidroeléctricas solo en 4 años. Actualmente, la composición queda expresada en un 38.1 derivados del petróleo, 32.9% gas natural, 13% carbón, 11.2% agua, 3.1% viento, 1.3% biomasa y 0.5% de sol.

ILUSTRACIÓN 1: MATRIZ DE GENERACIÓN EN 2018

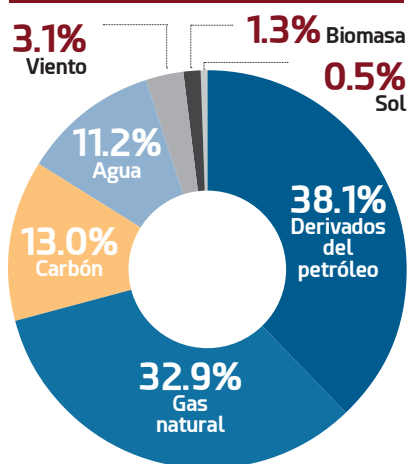


ILUSTRACIÓN 2: MATRIZ DE GENERACIÓN AÑO 2000

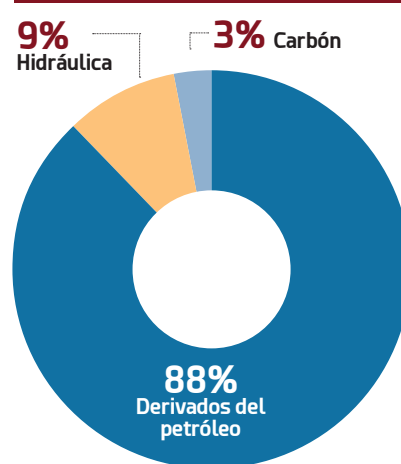


TABLA II: MATRIZ DE GENERACIÓN 2018

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	ENERGÍA (GWh)
AGUA	1,761.30
VIENTO	481.20
SOL	81.58
BIOMASA	201.69
GAS NATURAL	5,161.41
CARBÓN	2,034.43
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	5,980.07
TOTAL	15,701.68

3.2. Oferta de energía disponible superó en 12% la demanda abastecida del sistema

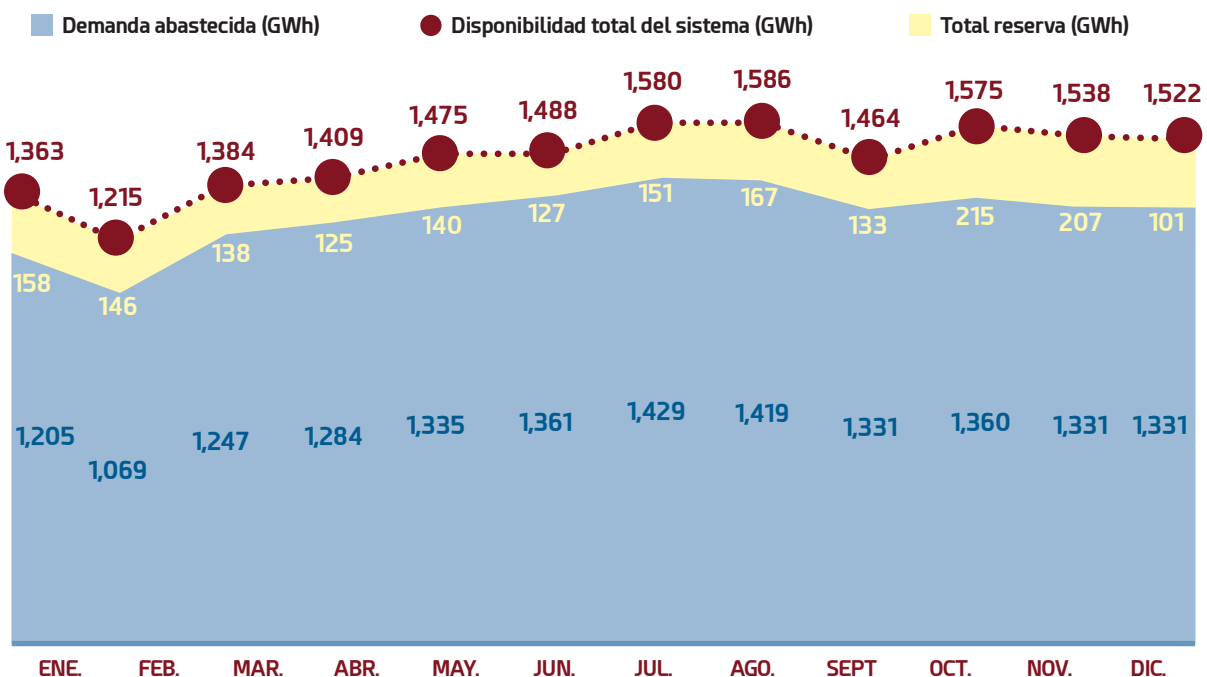
La energía disponible en el año 2018 superó en un 12% a la demanda abastecida. Siendo esta última la electricidad que es consumida con un valor acumulado de 15,701.68 GWh. En el sistema hubo una reserva acumulada de 1,896.78 GWh. Entiéndase por reserva a la oferta de energía que está dis-

ponible y no es requerida por el sistema.

Hemos destacado que existe suficiente energía para satisfacer la totalidad de la demanda del país e incluso hemos puesto número al porcentaje de energía que estuvo disponible y que no fue aprovechada y adquirida por las empresas

distribuidoras. En el año 2018 la energía disponible estuvo por encima de la demanda abastecida en un 12% lo cual representó 17,598.46 GWh. En otras palabras, las empresas generadoras de electricidad estaban dispuesta a generar un 12% más de energía de la que se le solicitó, pero aun así las distribuidoras decidieron no adquirirla.

ILUSTRACIÓN 3. DISPONIBILIDAD, DEMANDA ABASTECIDA Y RESERVA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI)



3.3. Costo marginal de energía histórico en el mercado spot

Los costos marginales son uno de los principales indicadores del mercado eléctrico y de su condición de adaptación entre oferta y demanda. Este costo marginal de generación (CMG), que en términos simples refleja el costo de suministrar una unidad adicional de energía (1 MWh), es uno de los indicadores importantes para la toma de decisiones de los actores del sector, pues su análisis y proyección futura revelan las oportunidades del negocio de generación.

Este costo marginal de generación depende en gran manera de tres factores fundamentales: el costo del combustible que se utilice para generar esta unidad adicional de energía, las inversiones en el parque de generación y la operación del sistema eléctrico. Desde 1999 se ha venido trabajando de manera constante para ampliar la oferta del sector generación y diversificar la matriz

considerablemente, constituyendo el parque cada vez más eficiente. Hoy, 19 años después, el sector privado ha instalado más de 2,900 MW de nueva potencia y repotenciación con amplia diversificación en los combustibles y tecnologías de generación.

Por lo que estas inversiones han influido de manera positiva en la reducción del costo de generación. Si observamos la evolución de este costo podemos distinguir las variaciones en cada ciclo de inversión; producto de una serie de factores como la estabilidad normativa, los incentivos correspondientes a la instalación de nueva generación a través de otorgamiento de concesiones y contratos, y finalmente al cumplimiento de la regla de juego del Mercado Eléctrico Mayorista. Esto, sin lugar a duda, ha sido clave para el desarrollo de un parque de generación óptimo en línea con la política energética del país.

De esta forma, la reducción del costo de generación ha sido producto, además, de las inversiones que hemos mencionado, a la baja en los costos internacionales del petróleo el cual redujo su precio de manera histórica a finales del año 2014 y ha mantenido cierta estabilidad hasta la fecha. El gráfico y la tabla presentada a continuación se describen los costos internacionales del petróleo y la evolución del costo marginal de generación del mercado spot desde el año 2000.

El costo marginal de energía promedio para el 2018 fue 12.5 centavos de dólares por kilovatio hora. Este precio se refiere al costo de la energía en el mercado spot, el cual es calculado cada hora en el Mercado Eléctrico Mayorista por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, tal como lo establece la Ley General de Electricidad 125-01 y su reglamento de aplicación.

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 4: COSTO MARGINAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT (CENTAVOS DE DÓLAR/KWH)

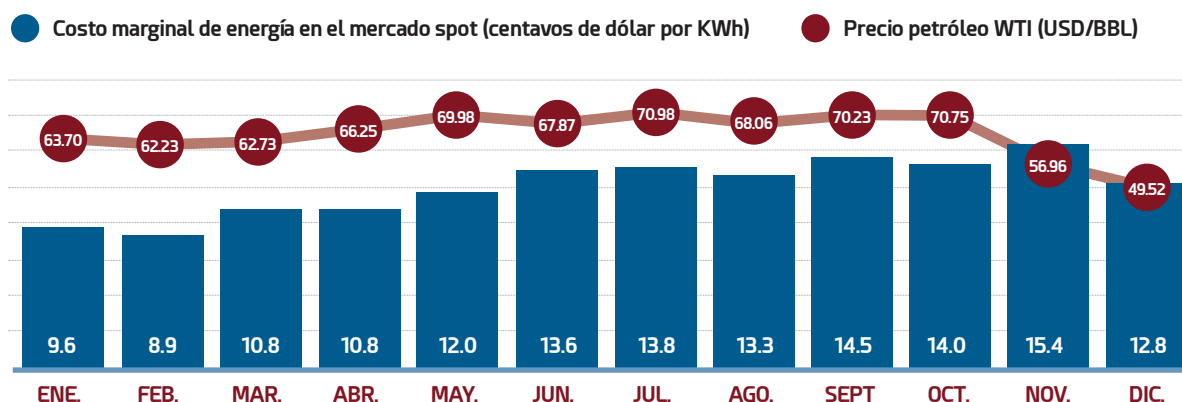


TABLA III: COSTO MARGINAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT (CENTAVOS DE DÓLAR/KWH)

MES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ene.	-	4.89	4.51	6.98	6.23	5.46	7.93	7.10	13.41	7.95	13.18	14.07	17.85	19.44	13.50	10.58	5.75	9.92	9.57
Feb.	-	4.86	4.30	6.86	6.55	6.61	9.17	7.65	14.08	8.65	15.43	14.79	19.30	20.53	14.71	9.57	5.47	9.80	8.95
Mar.	-	5.17	4.87	6.94	6.07	5.94	10.22	8.13	14.43	8.64	14.86	17.89	20.35	20.92	14.82	10.08	6.05	9.34	10.79
Abr.	-	5.26	6.12	6.14	6.34	7.05	7.96	8.30	15.76	8.88	13.70	19.56	19.47	21.01	16.51	9.98	7.01	8.43	10.79
May.	-	5.43	6.04	5.87	5.72	7.08	9.12	9.72	16.35	9.90	14.37	21.06	19.80	19.87	15.64	10.81	7.17	8.44	12.04
Jun.	9.69	6.68	6.37	5.52	7.59	7.19	9.57	9.96	18.47	10.99	13.37	19.78	20.28	17.96	17.06	11.26	8.38	9.07	13.64
Jul.	10.33	7.33	5.82	7.46	7.07	7.59	8.76	11.14	20.48	13.19	13.00	20.68	20.21	17.98	18.81	11.26	9.53	8.94	13.79
Ago.	10.77	7.57	6.49	7.27	7.11	8.50	9.12	11.45	21.66	13.10	13.97	20.14	18.36	19.96	17.17	9.99	7.66	8.93	13.27
Sep.	11.13	8.11	6.51	7.62	7.06	8.81	10.76	10.69	18.57	14.61	14.32	18.56	20.43	19.34	17.02	8.54	8.15	8.81	14.51
Oct.	9.83	6.13	6.32	7.27	6.48	9.39	9.66	11.68	17.92	14.44	13.41	19.87	20.56	16.49	17.17	8.71	7.65	9.36	14.03
Nov.	9.60	5.22	6.63	6.97	7.67	10.21	8.91	11.98	13.42	14.98	12.24	18.79	19.74	15.79	14.53	7.42	7.40	9.37	15.43
Dic.	10.03	4.56	6.26	6.73	6.23	7.72	7.27	11.53	8.43	13.86	12.57	17.89	18.39	13.79	10.77	6.54	7.33	10.32	12.79
Prom.	5.9	5.9	5.9	6.8	6.7	7.6	9.0	9.9	16.1	11.6	13.7	18.6	19.6	18.6	15.6	9.6	7.3	9.2	12.5
	Precio petróleo WTI (USD/BBL)																		
	30.4	26.0	26.2	31.1	141.5	56.8	66.3	69.0	99.9	62.0	79.5	95.0	94.2	98.0	92.8	48.8	43.5	52.6	64.94

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.4. Aporte de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2018

La energía generada por cada central eléctrica queda determinada por el despacho que minimice el costo de operación del sistema, el cual es decidido por el Organismo Coordinador (OC-SENI) de acuerdo con la Ley General de Electricidad y normas complementarias, este despacho es ejecutado por el Centro de Control de Energía (CCE). A continuación, compartimos los detalles y aporte energético de cada central de generación en el 2018.

TABLA IV: CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SENI

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA EN 2018 (GWH)
AES ANDRÉS	AES ANDRÉS	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	319	1,941.7
SAN FELIPE	SAN FELIPE	CICLO COMBINADO	FUEL # 6 Y #2	185	83.0
CESPM	CESPM 3	CICLO COMBINADO	FUEL # 2	100	274.3
	CESPM 2	CICLO COMBINADO	FUEL # 2	100	304.7
	CESPM 1	CICLO COMBINADO	FUEL # 2	100	240.7
CDEEE	CENTRAL RÍO SAN JUAN	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 2	1.9	-
	CEPP 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	18.7	47.4
	CEPP 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	58.1	186.4
DPP	LOS MINA 5	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL	118	894.4
	LOS MINA 6	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	118	815.3
	LOS MINA 7	TURBINA DE GAS	GAS NATURAL	114	813.0
EGEHID	HIDROELÉCTRICAS	HIDROELÉCTRICA	AGUA	616	1,761.3
GPLV	LA VEGA	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	92	511.1
	PALAMARA	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	107	581.0
EGEHAINA	BARAHONA CARBÓN	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	45.6	287.8
	SAN PEDRO VAPOR	TURBINA DE VAPOR	FUEL # 6	33	-
	SULTANA DEL ESTE	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	67.6	184.3
	QUISQUEYA 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	225.3	1,418.8
	HAINA TG	TURBINA DE GAS	FUEL # 2	103	45.1
	PARQUE EÓLICO LOS COCOS Y				
	QUILVIO CABRERA	EÓLICO	VIENTO	85.25	235.2
	PARQUE EÓLICO LARIMAR I	EÓLICO	VIENTO	49.5	218.8
PARQUE EÓLICO LARIMAR II	EÓLICO	VIENTO	49.5	27.2	
ITABO	PALENQUE	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	25.6	47.4
	ITABO 1	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	128	923.0
	ITABO 2	TURBINA DE VAPOR	CARBÓN	132	823.6
	SAN LORENZO 1	TURBINA DE GAS	FUEL # 2	34	0.0
LAESA	PIMENTEL 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	316	152.9
	PIMENTEL 2	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	28	118.6
	PIMENTEL 3	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	516	305.4
SAN PEDRO BIO-ENERGY	SAN PEDRO BIO-ENERGY	TURBINA DE VAPOR	BIOMASA	30	201.7
MONTECRISTI SOLAR	MONTECRISTI SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	58	32.6
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA	SOL	30	49.0
METALDOM	METALDOM	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	42	162.3
MONTE RÍO	BERSAL	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	25	42.8
	INCA KM 22	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	15	40.1
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	CICLO COMBINADO	GAS NATURAL	108	879.4
LEAR INVESTMENTS	MONTE RÍO	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	100.1	443.4
PVDC	QUISQUEYA 1	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	215	289.1
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES POWER PLANT	MOTOR DE COMBUSTIÓN	FUEL # 6	60.69	318.9
TOTAL				3,821.00	15,701.68

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.5. Inyección de energía al SENI por todas las empresas del sistema

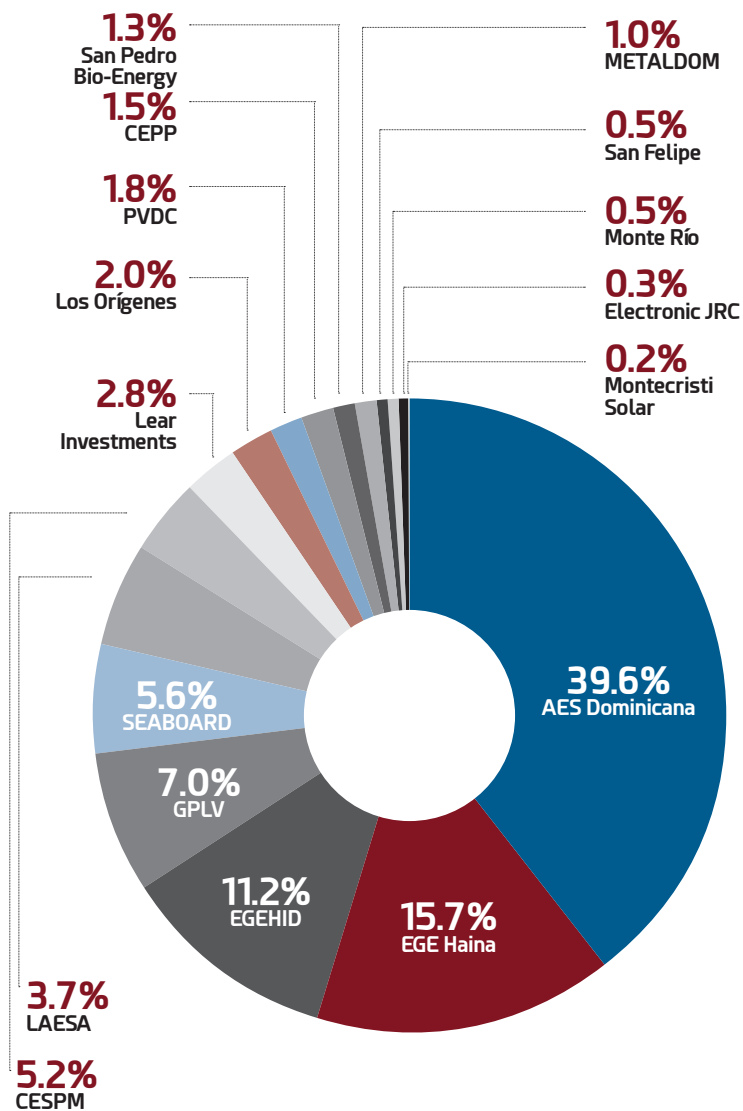
Las empresas de generación pueden poseer una o más centrales que inyectan energía al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), estas centrales son las encargadas de producir la electricidad que consume el país, cada central tiene características específicas que influirán en la cantidad de energía que esta produce.

En la tabla y el gráfico se puede apreciar aporte al sistema por empresa tanto en porcentaje como en GWh.

TABLA V. ENERGÍA GENERADA POR EMPRESA EN GWH

EMPRESA	GENERACIÓN 2018
AES DOMINICANA	5,251.58
SAN FELIPE	71.57
CESPM	637.67
CDEEE	-
CEPP	186.00
EGEHID	1,545.23
GPLV	906.81
EGE HAINA	1,974.59
LAESA	469.33
METALDOM	130.44
MONTE RÍO	64.58
SEABOARD	729.52
PVDC	198.30
LOS ORÍGENES	268.27
LEAR INVESTMENTS	366.87
MONTECRISTI SOLAR	16.75
ELECTRONIC JRC	41.43
SAN PEDRO BIO-ENERGY	180.32
TOTAL	13,039.26

ILUSTRACIÓN 5. ENERGÍA GENERADA POR EMPRESA EN PORCENTAJE (%)



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.6. Las empresas miembros de la ADIE inyectaron el 85% de la energía de 2018

El grupo de empresas generadoras de electricidad socios de la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica generó en el año 2018 el

85% de la electricidad que consumió el país y un 96% si excluimos a la empresa hidroeléctrica que es de propiedad estatal. Las gráficas detallan cómo cada

empresa de generación asociada a la ADIE inyectó energía al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), para alcanzar 13,389.41 GWh en el año 2018.

ILUSTRACIÓN 6. ENERGÍA GENERADA POR LOS MIEMBROS DE ADIE EN GWH

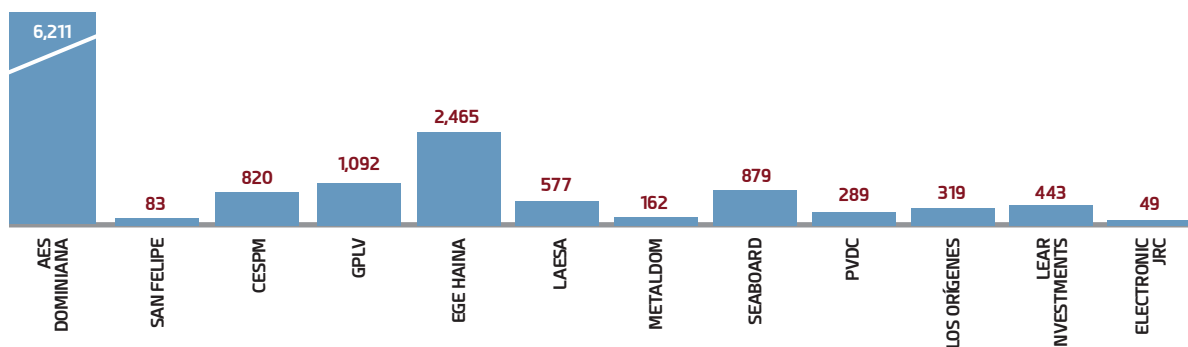
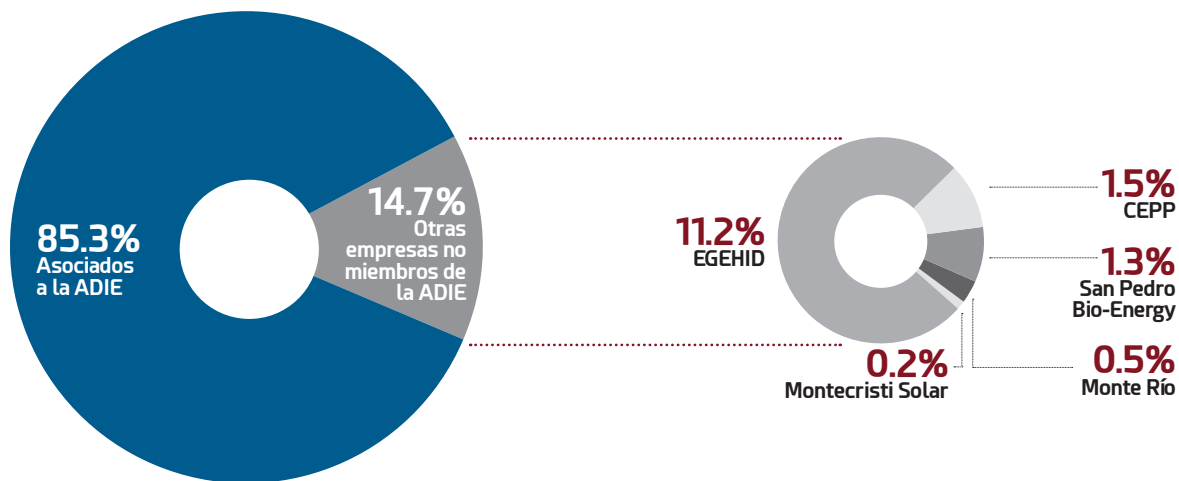


ILUSTRACIÓN 7. ENERGÍA GENERADA EMPRESAS GENERADORAS INTERCONECTADAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



3.7. Matriz energética instalada por tipo de combustible

La capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado al mes de diciembre 2018 es de unos 3,821.0 MW. De estos, unos 2,902.8 MW son de origen convencional representando un 76.0% del total general, 184.3 MW son prove-

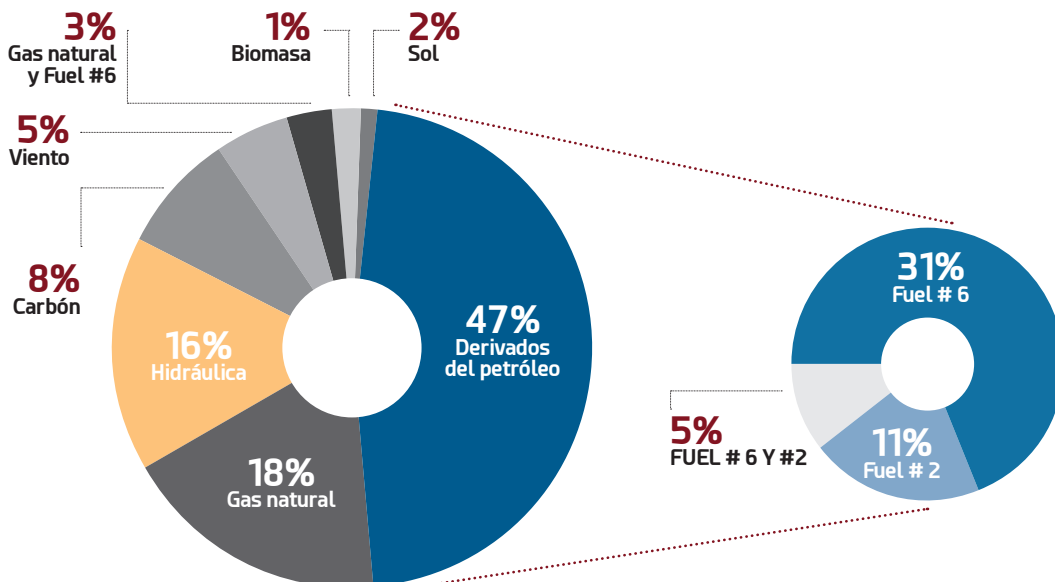
nientes de centrales eólicas para un 4.8%, 88 MW solar fotovoltaica que representa un 2.3%, 30 MW provienen de biomasa representando un 0.8% también y finalmente 616 MW son de origen hídrico, siendo esto un 16.1% de la capacidad total instalada.

La siguiente tabla y gráfico describen la potencia instalada interconectada al sistema eléctrico nacional por tipo de combustible para el año 2018:

TABLA VI. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA

FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)
AGUA	616.0	GAS NATURAL Y FUEL #6	108.0
VIENTO	184.3	CARBÓN	305.6
SOL	88.0	DERIVADOS DEL PETRÓLEO	1820.2
BIOMASA	30.0		
GAS NATURAL	669.0	TOTAL	3,821.0

ILUSTRACIÓN 8. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.8. Energía (GWh) generada mensualmente por todas las centrales de generación interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) 2018

TABLA VII. ENERGÍA PRODUCIDA 2017 (GWH)
1GWH = 1,000,000 KWH

EMPRESA	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
AES ANDRÉS SAN FELIPE CESPM	AES ANDRÉS	139.3	185.8	223.1	206.5
	SAN FELIPE	0.7	-	0.5	-
	CESPM 3	3.3	-	15.3	5.5
	CESPM 2	15.1	-	27.8	1.2
CDEEE CEPP	CESPM 1	3.1	-	3.2	5.0
	CENTRAL RÍO SAN JUAN	-	-	-	-
	CEPP 1	0.9	0.2	2.4	3.5
	CEPP 2	8.9	4.3	10.6	15.3
DPP	LOS MINA 5	78.1	68.2	77.7	74.6
	LOS MINA 6	79.8	45.8	5.6	75.9
	LOS MINA 7	77.3	52.7	27.7	75.0
EGEHID GPLV	HIDROELECTRICAS	175.0	232.5	166.9	164.4
	LA VEGA	32.8	20.6	48.1	48.0
	PALAMARA	40.6	14.6	54.3	49.5
EGEHAINA	BARAHONA CARBÓN	28.1	26.2	28.2	28.6
	SAN PEDRO VAPOR	-	-	-	-
	SULTANA DEL ESTE	-	-	-	-
	QUISQUEYA 2	113.9	89.0	122.2	119.7
	HAINA TG	1.3	-	0.0	3.1
	PALENQUE	-	-	5.4	0.8
	PARQUE EÓLICO LOS COCOS	-	-	-	-
	Y QUILVIO CABRERA	23.1	29.4	14.1	14.1
ITABO	PARQUE EÓLICO LARIMAR I	20.5	23.1	12.5	14.7
	PARQUE EÓLICO LARIMAR II	-	-	-	-
	ITABO 1	82.2	74.0	80.7	78.4
	ITABO 2	85.6	72.8	79.9	74.0
LAESA	SAN LORENZO 1	-	-	-	-
	PIMENTEL 1	9.0	4.6	12.8	12.2
	PIMENTEL 2	8.6	2.8	9.0	6.8
	PIMENTEL 3	23.1	15.7	24.6	24.4
SAN PEDRO BIO-ENERGY ELECTRONIC JRC METALDOM MONTE RÍO	SAN PEDRO BIO-ENERGY	15.9	16.9	18.8	18.1
	MONTE PLATA SOLAR	3.5	4.0	4.9	4.3
	METALDOM	9.6	3.1	19.1	11.2
	BERSAL	0.9	0.1	3.3	2.8
SEABOARD LEAR INVESTMENTS PVDC LOS ORÍGENES MONTECRISTI SOLAR	INCA KM 22	2.0	0.3	3.4	3.3
	ESTRELLA DEL MAR 2	69.0	58.9	76.7	74.2
	MONTE RÍO	21.2	5.6	31.7	35.8
	QUISQUEYA 1	8.9	6.3	8.5	10.2
LOS ORÍGENES POWER PLANT MONTECRISTI SOLAR	LOS ORÍGENES POWER PLANT	23.7	11.7	27.8	22.4
	MONTECRISTI SOLAR	-	-	-	-
	TOTAL	1,204.7	1,069.1	1,246.7	1,283.5

PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
211.7	208.1	212.4	212.6	30.8	90.9	89.4	131.1	1,941.7
12.9	9.3	9.7	3.5	23.3	11.8	7.4	4.1	83.0
19.6	18.4	39.5	47.5	52.8	38.6	15.8	18.1	274.3
23.7	37.3	30.9	42.4	50.3	8.3	38.5	29.1	304.7
7.4	24.5	28.8	0.0	47.6	40.6	49.0	31.5	240.7
-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2	6.3	4.6	3.9	4.1	5.4	5.6	4.4	47.4
17.3	17.9	20.2	20.6	17.7	15.9	19.1	18.7	186.4
76.6	74.0	76.6	76.8	73.8	76.6	71.2	70.1	894.4
78.4	75.2	77.8	78.6	74.7	77.9	75.3	70.4	815.3
77.3	74.1	76.1	76.6	73.1	76.3	70.9	56.0	813.0
178.2	131.5	128.7	107.9	109.0	151.1	117.4	98.7	1,761.3
41.1	46.8	46.7	48.9	50.6	47.3	40.9	39.6	511.1
56.5	57.2	55.7	49.9	50.4	47.5	52.8	52.1	581.0
22.9	16.7	23.5	11.2	6.6	27.1	32.9	35.8	287.8
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	21.0	24.1	23.2	34.3	25.1	27.0	29.5	184.3
124.0	123.2	121.6	117.6	131.6	120.0	118.2	117.7	1,418.8
3.6	0.0	7.1	4.7	3.4	4.7	9.5	7.7	45.1
1.7	-	3.1	5.0	10.2	5.8	9.8	5.7	47.4
22.7	20.7	24.2	25.0	15.6	8.5	12.0	25.9	235.2
21.7	18.9	23.9	22.5	16.8	9.9	13.2	21.1	218.8
-	-	-	-	-	3.1	8.1	16.0	27.2
83.1	74.3	40.8	85.7	77.6	84.7	81.4	80.3	923.0
-	33.5	70.8	83.4	77.3	82.8	76.3	87.1	823.6
-	-	-	-	-	-	-	-	-
12.9	14.5	13.4	13.8	15.8	13.9	15.1	14.9	152.9
8.5	12.0	12.2	10.8	13.2	10.2	12.7	12.0	118.6
25.1	24.9	31.4	27.4	29.7	26.2	24.7	28.1	305.4
18.8	18.7	18.9	19.6	18.8	15.8	2.2	19.2	201.7
4.0	4.0	4.4	4.1	4.1	4.1	3.7	3.9	49.0
11.3	17.9	12.6	11.1	18.2	16.4	17.1	14.7	162.3
3.3	3.8	3.9	3.5	5.0	4.7	6.7	4.8	42.8
4.1	4.8	4.1	3.3	5.0	3.1	3.6	3.1	40.1
76.7	74.2	75.9	76.8	72.4	74.7	73.7	76.2	879.4
46.8	45.0	45.1	38.5	51.0	46.3	43.9	32.7	443.4
9.6	21.3	28.9	32.4	25.6	46.6	49.6	41.2	289.1
27.6	31.0	31.0	29.8	33.0	30.5	28.8	21.8	318.9
-	-	-	0.8	8.0	8.0	7.6	8.3	32.6
1,335.1	1,361.0	1,428.5	1,419.2	1,331.3	1,360.2	1,331.1	1,331.3	15,701.7

3.9. Mercado spot y precio monómico de generación

Empresas distribuidoras participaron en el mercado spot en una proporción de 49% en compra de energía y 64% en de potencia

El precio monómico promedio de generación en el mercado spot para el 2018 fue 14.1 centavos de dólares por kilovatio hora. Este precio se refiere al costo de la energía y potencia en el mercado spot, el cual es determinado a partir de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista realizadas

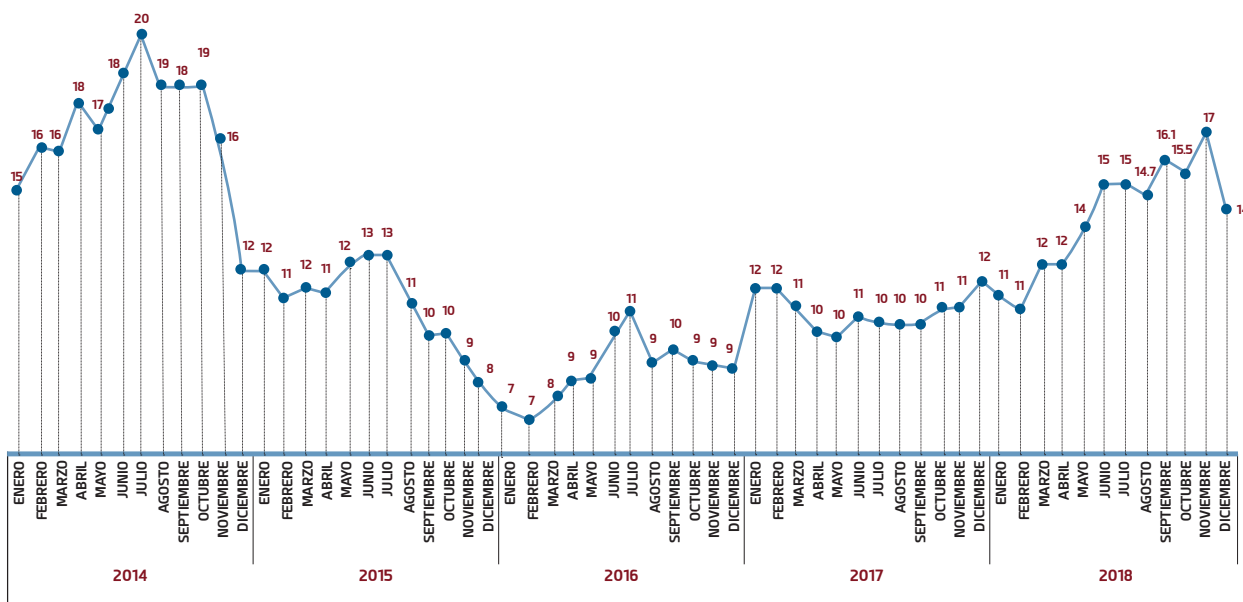
por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, tal como lo establece la Ley General de Electricidad 125-01 y su reglamento de aplicación.

El mercado spot está compuesto por las transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término y cuyas actividades económicas se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y al Costo Marginal de Potencia. La otra forma de adquirir energía es a través

del mercado de contratos, el cual está establecido por los acuerdos sostenido entre las generadoras y las distribuidoras de electricidad.

En este período, las empresas distribuidoras participaron en el mercado spot en una proporción de 49% en compra de energía y 64% en de potencia. Del mismo modo participaron en el mercado de contratos con el restante 51% en energía y el 36% en potencia.

ILUSTRACIÓN 9. PRECIO SPOT MONÓMICO [CENTAVOS DE DÓLAR/KWH]



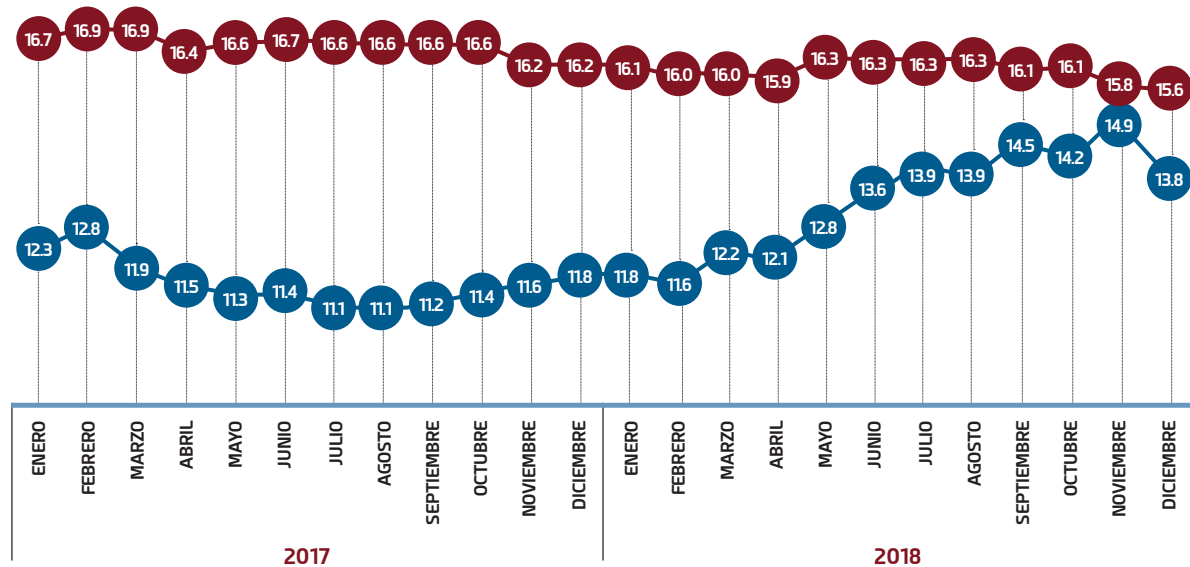
PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.10. Precio medio de compra venta de energía de las empresas distribuidoras en centavos de dólar por kwh

A pesar de las fluctuaciones de los precios de los combustibles, los precios de venta de las empresas generadoras a las EDE han mantenido valores estables a la fecha. A continuación, presentamos una gráfica que describe el precio medio de compra de empresas distribuidoras a los generadores y el precio medio de venta de las éstas a los consumidores.

ILUSTRACIÓN 10. PRECIO MEDIO DE COMPRA A LOS GENERADORES Y VENTA DE ENERGÍA AL CONSUMIDOR DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH

- Precio medio de compra de energía de las distribuidoras a los generadores (en centavos de dólar por kWh)
- Precio medio de venta de energía de distribuidoras a usuarios del servicio (en centavos de dólar por kWh)



3.11. Hasta casi dos meses de apagones para la población durante 2018

De las empresas de distribución la que registró mayores apagones en el 2018 fue EDEESTE con 726.51 GWh de energía no suministrada lo que representó un 14.4% de energía no servida y lo que se traduce en 3.5 horas promedio de apagones diarios para todos sus usuarios. Pero si analizamos lo que representan estos números a profundidad veremos

que la demanda de EDEESTE fue de 5,039.20 GWh que dividido en 12 meses resultará 419.93 GWh, y al comparar este valor con la demanda no servida vemos que esta última es casi el doble del consumo de un mes o en otras palabras esta demanda no abastecida es equivalente a 52.62 días de apagón total en toda la zona de concesión de EDEESTE.

Por su parte, EDESUR alcanzó 517.74 GWh lo que a su vez representó un 9.6% de energía no servida para esta región. Esta situación provocó que en promedio todos los clientes de EDESUR recibieran 2.3 horas de apagones diarios. En este caso al comparar la demanda no abastecida frente al consumo típico de un mes, la demanda no abastecida fue 15% mayor, lo que representa 35 días de apagón to-



52.62 DÍAS
DE APAGÓN
TOTAL EN TODA LA ZONA
DE CONCESIÓN
DE EDEESTE".

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

tal en toda la zona de concesión de EDESUR.

Finalmente, EDENORTE registró 396.15 GWh de energía no suministrada lo que representó un 8.7% traducándose en 2.1 horas de apagones diarios para todos sus usuarios. La demanda de un mes promedio para EDENORTE en el 2018 fue 377.82 GWh, en términos de

tiempo de interrupción esta energía no abastecida es equivalente a 32 días de apagón en toda la zona de concesión de EDENORTE.

Cabe destacar que en el análisis de esta demanda no suministrada solo se han considerado los usuarios regulados del servicio eléctrico, además, otro punto a destacar es que las horas de apagones que

recibe cada usuario van a depender de la clasificación del circuito al que esté conectado, los cuales son catalogados de acuerdo con los niveles de pérdidas y cobranza en A, B, C y D; de manera que los circuitos marcados como A son los que reciben menos apagones. Mientras que los circuitos D son los que reciben más horas de apagones.

ILUSTRACIÓN 11. ENERGIA NO SUMINISTRADA DESGLOSADA POR REGIÓN



3.12. Compra de energía de las empresas distribuidoras (EDESUR, EDEESTE y EDENORTE)

Crecimiento de la demanda abastecida por las EDE en 2018 fue un 4%

La demanda de energía eléctrica de la República Dominicana tiene un crecimiento típico que de manera histórica oscila entre el 3% y 4%, esto se debe a múltiples factores tales como crecimiento vegetativo de la población, crecimiento del PIB, etcétera.

A continuación, presentamos cómo ha sido la evolución de la compra de energía de las empresas distribuidoras ya que este indicador nos da detalle de cómo se ha comportado el abastecimiento de la demanda.

La gráfica describe la demanda de energía abastecida por las EDE en gigavatios hora para cada mes del año, haciendo evidente el creci-

miento típico en la demanda el cual fue de 5.2% en promedio en el año 2015 con relación al año 2014. En el año 2016 se registró un crecimiento promedio 3.6% con relación al año 2015. En el 2017 el crecimiento con relación a 2016 fue de 1.5%. Para el 2018 se vio un crecimiento de 4% con relación al 2017.

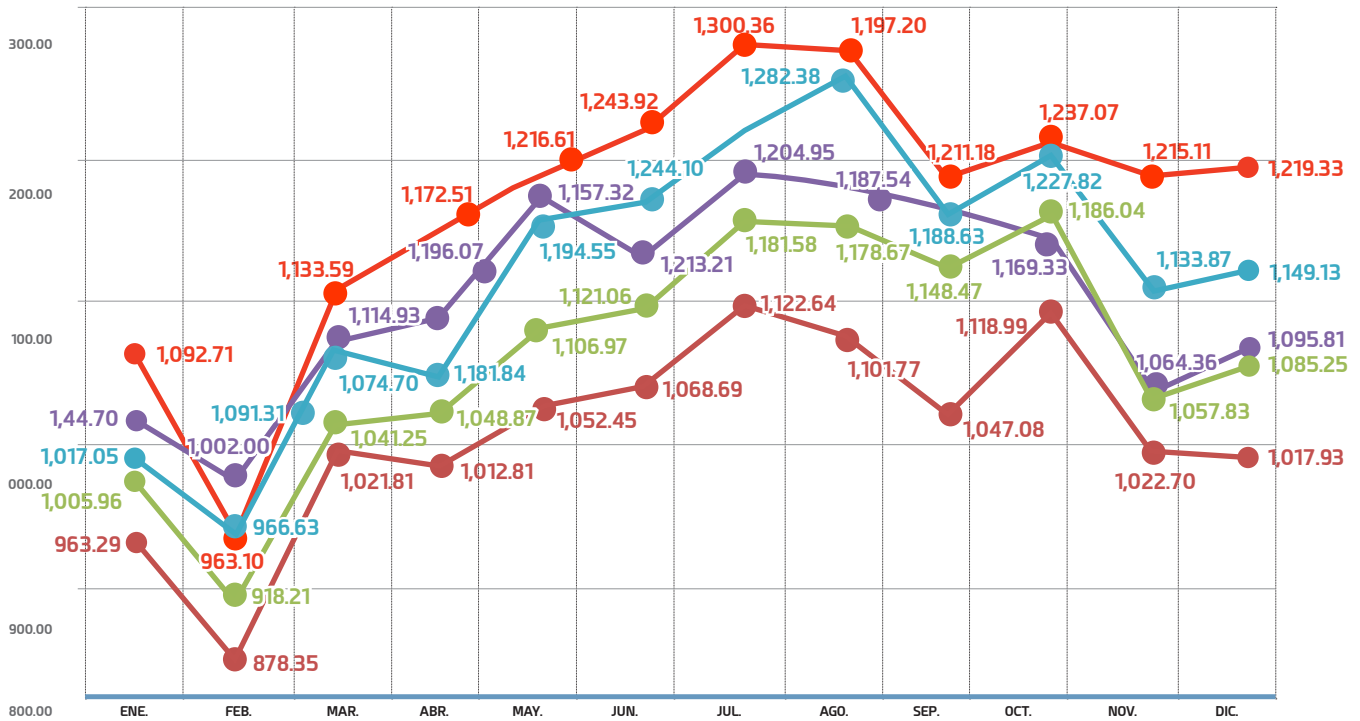


EN EL 2017 EL
CRECIMIENTO CON RELACIÓN
A 2016 FUE DE 4.5%.
PARA EL 2018 SE VIO UN
CRECIMIENTO DE 6.4%".

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 12. ENERGÍA COMPRADA EDE POR AÑOS

- COMPRA DE ENERGÍA 2014 (GWh)
- COMPRA DE ENERGÍA 2015 (GWh)
- COMPRA DE ENERGÍA 2018 (GWh)
- COMPRA DE ENERGÍA 2016 (GWh)
- COMPRA DE ENERGÍA 2017 (GWh)



PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

3.13. Resumen de la deuda de la CDEEE y EDE a generadoras miembros de ADIE en millones de dólares

332 millones de dólares valor promedio mensual durante el 2018

A continuación, se presenta un resumen gráfico del estado de la deuda de la CDEEE y las EDE a las empresas generadoras asociadas a la ADIE. En estos gráficos se puede apreciar que el valor promedio mensual adeudado para el 2018 fue 332 millones de dólares. El mes en el

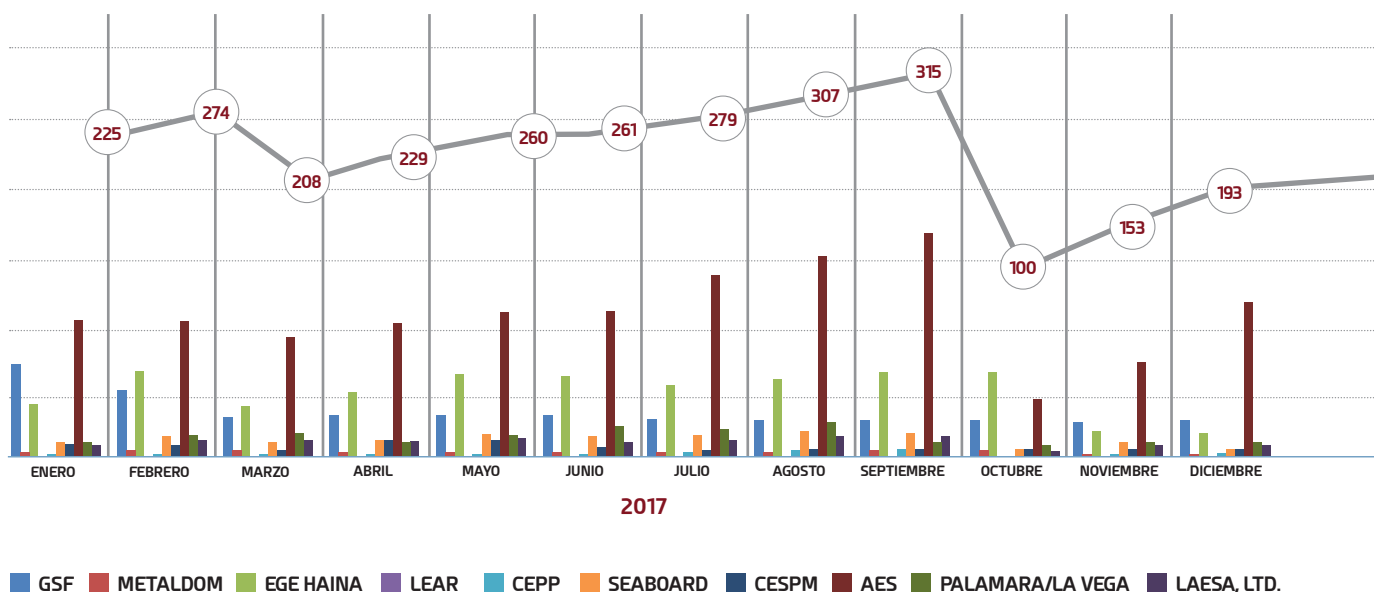
que se apreció la deuda más alta fue diciembre con 570 millones de dólares. Las gráficas muestran los estados por empresa deudora ya que cada una presenta una realidad diferente.

Gran parte de la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico descansa en la honra de los compromisos de pago de manera oportuna en toda la cadena de valor. Sin

embargo, la deuda por compra de electricidad de las EDE y CDEEE ha mantenido valores importantes durante el 2018.

Para más detalles del estado de deuda de las EDE y CDEEE con las empresas generadoras asociadas a la ADIE puede visitar nuestro sitio web www.adie.org.do donde se encuentra una tabla con el dato completo de los valores adeudados.

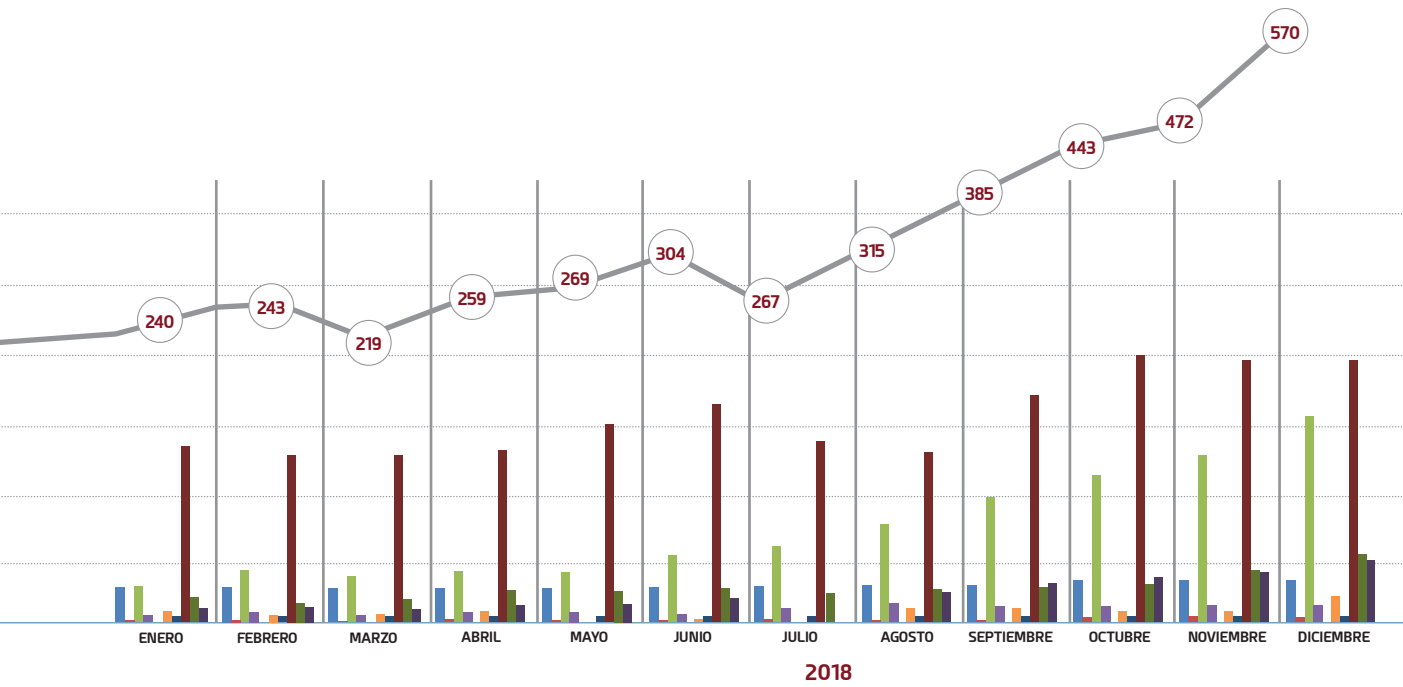
ILUSTRACIÓN 13. RESUMEN DEUDAS DE LA CDEEE Y EDE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO



EL MES DONDE SE
APRECIÓ LA DEUDA
MÁS ALTA
FUE DICIEMBRE CON 570
MILLONES
DE DÓLARES"



PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 14. RESUMEN DEUDAS DE EDEESTE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

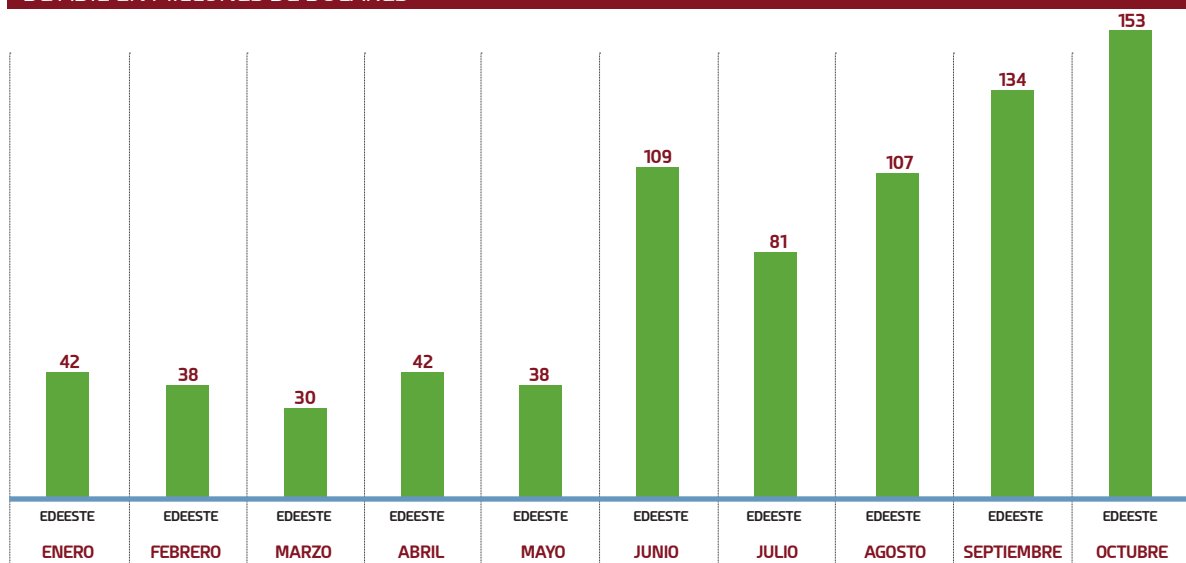
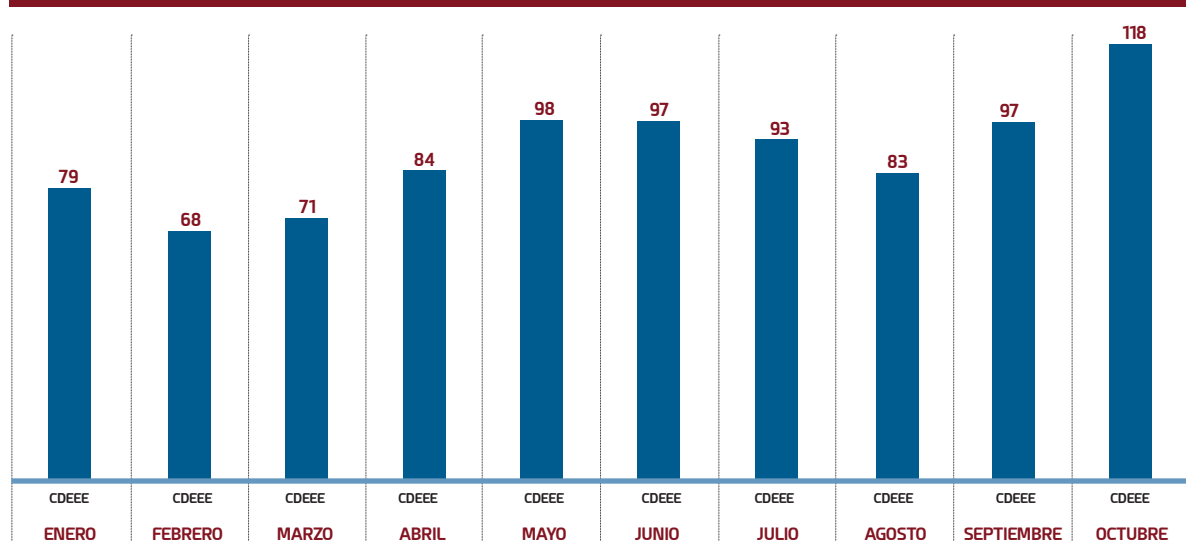


ILUSTRACIÓN 15. RESUMEN DEUDAS DE LA CDEEE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

ILUSTRACIÓN 16. RESUMEN DEUDAS DE EDESUR A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

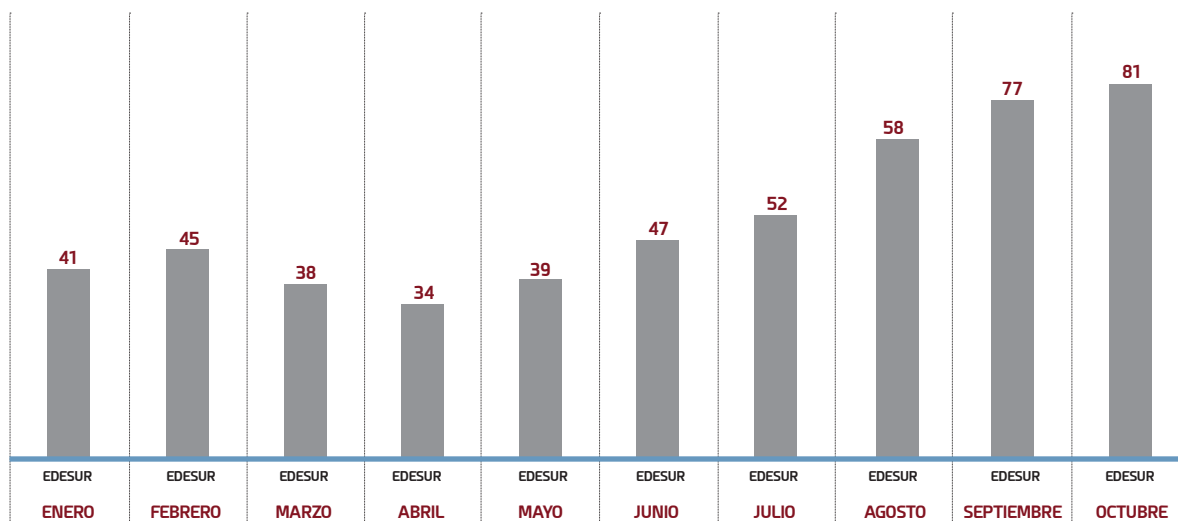
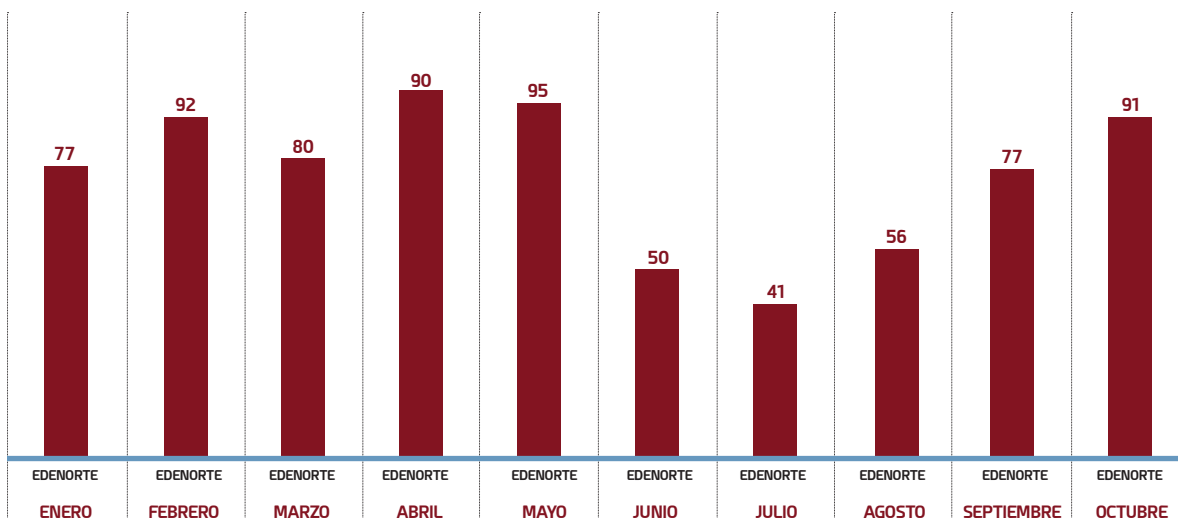


ILUSTRACIÓN 17. RESUMEN DEUDAS DE EDENORTE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



3.14. Empresas de distribución mantienen niveles importantes de pérdidas

En el nivel de cobranza con respecto a la energía facturada en 2018 fue de un 96% promedio, sin embargo, las EDE perdieron 28.3% de la energía que facturaron

En el año 2018³ el precio promedio al que las empresas distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron fue de 13.28 centavos de dólar por cada kilovatio hora, mientras que lo facturaron a un

precio promedio de 16.07 centavos de dólar por kilovatio hora, resultando del ejercicio un margen de venta para las empresas distribuidoras de 2.79 centavos de dólar por cada kilovatio hora adquirido.

De acuerdo con informaciones suministradas por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), para el 2018, las pérdidas cerra-

ron en promedio en 28.3% esto representó una disminución de 15% si la comparamos con las del año 2017 cuando cerraron en 29.8%. Hay que destacar que las tres EDE en promedio han bajado los niveles de pérdidas con respecto al 2017, pero cada una de estas empresas tiene realidades diferentes. Destaca el caso de EDEESTE la cual mantuvo las pérdidas en 37.3% promedio en el año 2018.



LAS PÉRDIDAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS SE MANTIENEN PESE A QUE EL NIVEL DE COBRANZA CON RESPECTO A LA ENERGÍA FACTURADA ES ALTO (96% PROMEDIO)".

(3): Estos datos se obtienen de los informes publicados por la CDEEE.

PRINCIPALES INDICADORES
DEL SECTOR ELÉCTRICO

TABLA VIII. PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DURANTE EL 2018 ⁴

INDICADORES EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	28.5%	20.8%	35.3%	30.1%	29.8%	28.9%	30.1%	27.9%	24.7%	28.6%	24.4%	30.5%
Edenorte	22.2%	13.0%	31.5%	27.3%	24.8%	24.3%	26.7%	23.0%	18.5%	22.4%	19.7%	21.6%
Edesur	26.0%	18.1%	34.4%	25.3%	26.0%	24.4%	25.0%	23.5%	19.3%	24.3%	19.2%	20.5%
Edeeste	36.4%	29.7%	39.5%	37.3%	37.9%	37.5%	38.4%	36.7%	35.8%	38.3%	33.2%	46.8%
PRECIOMEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	11.76	11.61	12.24	12.15	12.78	13.58	13.90	13.89	14.61	14.23	14.94	13.80
Edenorte	12.32	12.35	12.81	12.66	13.27	13.95	14.13	14.09	14.77	14.39	14.91	14.30
Edesur	11.64	11.49	12.03	11.92	12.50	13.20	13.31	13.36	13.72	13.54	14.01	13.09
Edeeste	11.41	11.12	11.99	11.95	12.63	13.66	14.31	14.26	15.37	14.79	15.87	14.09
PRECIOMEDIO DE VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	16.15	15.96	16.01	15.92	16.33	16.25	16.25	16.29	16.10	16	16	16
Edenorte	15.81	15.63	15.59	15.44	15.84	15.69	15.69	15.74	15.65	15.58	15.42	15.45
Edesur	17.25	17.05	17.08	17.01	17.01	17.41	17.15	17.25	17.02	16.95	16.81	16.72
Edeeste	15.18	15.03	15.23	15.09	16.00	15.40	15.71	15.69	15.42	15.73	14.84	14.34
MARGEN DE GANANCIA A VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	4.39	4.36	3.77	3.78	3.55	2.67	2.35	2.40	1.49	1.91	0.81	1.83
Edenorte	3.49	3.28	2.78	2.78	2.57	1.74	1.56	1.65	0.88	1.19	0.50	1.15
Edesur	5.61	5.55	5.04	5.09	4.51	4.22	3.84	3.89	3.30	3.41	2.80	3.63
Edeeste	3.77	3.92	3.24	3.14	3.37	1.73	1.40	1.43	0.05	0.94	-1.03	0.25
COBRANZAS (%)	91.3%	91.7%	105.9%	86.9%	94.2%	95.4%	96.1%	96.1%	97.7%	103.0%	96.8%	99.5%
Edenorte	97.4%	87.1%	105.3%	91.6%	94.1%	96.5%	97.8%	96.4%	100.0%	104.3%	98.5%	99.6%
Edesur	88.3%	93.7%	112.9%	86.0%	96.1%	96.1%	97.4%	97.3%	94.0%	106.4%	92.7%	94.3%
Edeeste	88.6%	93.8%	98.6%	83.6%	92.0%	93.2%	92.7%	94.2%	100.0%	97.2%	100.0%	106.7%

(4): Estos datos se obtienen de los informes publicados por la CDEEE.

AL CIERRE

4

AL CIERRE

El reto en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) continúa siendo la gestión y eficiencia de la distribución de la energía. Este es uno de los pendientes más críticos para caminar hacia su desarrollo y madurez completa y poder así abordar la planificación del futuro y lograr el reto de que toda la población reciba energía asequible, segura, sostenible y adecuada a los nuevos tiempos.

Reiteramos que a pesar de los incidentes presentados el pasado año, el sistema eléctrico nacional se mantuvo estable y la energía disponible en el 2018 superó en un 12% a la demanda abastecida, la cual alcanzó un valor acumulado de 15,701.68 GWh. El sistema presentó una reserva acumulada

de 1,896.78 GWh. Lo que confirma una vez más nuestro argumento de que hay capacidad para generar toda la energía que necesita el país, y vale destacar que más de un 60% de la energía que se produjo se generó con fuentes de bajo costo, como el gas natural, el agua, el carbón y el viento. Queda a discreción de las Distribuidoras la adquisición total de ésta y satisfacer la demanda de los usuarios del sistema.

Por otro lado, el costo monómico del mercado spot fue 14.1 centavos de dólar por kilovatio hora en el 2018. Las empresas distribuidoras participaron en este mercado en una proporción de 49% en compra de energía y 64% en potencia. Del mismo modo participaron en el mercado de contratos

con el restante 51% en energía y el 36% en potencia, cuyos precios de adquisición fue menor al promedio del costo monómico del mercado spot, ya que en promedio las EDE compraron a 13.2 centavos de dólar por kilovatio hora.

En cuanto al crecimiento de la demanda abastecida de las EDE a los usuarios en el 2018 se ha visto un crecimiento típico con la excepción del mes de febrero donde la compra de energía bajó 0.4% con relación al 2017 y un 4% con relación al 2016. En enero 2018 la compra de energía fue 7.4% mayor que en 2017 y 5% mayor que en 2016, en marzo 4% mayor que en 2017 y 3% mayor que en 2016. Finalmente, para el 2018 completo el crecimiento con relación al 2017 fue 4%.



VALE DESTACAR QUE MÁS DE UN 60% DE LA ENERGÍA QUE SE PRODUJO SE GENERÓ CON FUENTES DE BAJO COSTO".



SÍGUENOS EN LAS REDES
@ADIEDOMINICANA



Tel: 809.547.2109 Email: info@adie.org.do
WWW.ADIE.ORG.DO

**Av. Gustavo Mejia Ricart, esq. Abraham Lincoln, Torre Piantini, piso 13, Local 1303.
Ens. Piantini, Santo Domingo, R.D.**