



INFORME

ENERO-ABRIL

2018



**Indicadores del Sistema Eléctrico
Nacional Interconectado**

INFORME ENERO - ABRIL 2018



INTRODUCCIÓN

PÁG. 4



2. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

PÁG. 5

2.1. GAS NATURAL CONTINÚA LIDERANDO MATRIZ DE GENERACIÓN DEL SENI

PÁG. 5

2.2. OFERTA DE ENERGÍA QUE ESTUVO DISPONIBLE SUPERO EN 12% LA DEMANDA ABASTECIDA DEL SISTEMA

PÁG. 7

2.3. COSTO MARGINAL DE ENERGÍA HISTÓRICO EN EL MERCADO SPOT

PÁG. 8

2.4. APOORTE DE GENERADORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) DURANTE EL PERIODO ENERO-ABRIL 2018

PÁG. 9

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

PÁG. 11

2.6. LAS EMPRESAS MIEMBROS DE LA ADIE INYECTAN 80% DE LA ENERGÍA QUE SE CONSUMIÓ EN LOS PRIMEROS 4 MESES DEL 2018

PÁG. 12

2.7. MATRIZ ENERGÉTICA INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE

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

2.8. ENERGÍA (GWH) GENERADA MENSUALMENTE POR TODAS LAS CENTRALES DE GENERACIÓN INTERCONECTADAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) 2017

PÁG. 14

2.9. MERCADO SPOT Y PRECIO MONÓMICO DE GENERACIÓN

PÁG. 15

2.10. PRECIO MEDIO DE COMPRA VENTA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH

PÁG. 16

2.11. DEMANDA NO SUMINISTRADA (APAGONES) EN PRIMER CUATRIMESTRE DE 2018 REPRESENTA MÁS DE 12 DÍAS DE APAGONES PARA POBLACIÓN

PÁG. 17

2.12. COMPRA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (EDESUR, EDEESTE Y EDENORTE)

PÁG. 19

2.13. RESUMEN DE LA DEUDA DE LA CDEEE Y EDE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

PÁG. 20

2.14. EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN MANTIENEN NIVELES DE PÉRDIDA POR ENCIMA DEL 30%

PÁG. 22



CONCLUSIONES

PÁG. 24

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

EN EL PERIODO
ENERO-ABRIL 2018
SE GENERARON
4,803.98 GWH PARA
ATENDER LA DEMANDA
SOLICITADA POR LAS
DISTRIBUIDORAS
Y USUARIOS NO
REGULADOS (UNR)

El presente informe refleja los principales indicadores de desempeño del sector eléctrico en los primeros cuatro meses del 2018. Se centra en aspectos relacionados con generación, distribución, precios, compra y venta de energía y otros datos relevantes del mercado. La electricidad es un elemento fundamental para las actividades económicas y la cotidianidad de la gente por ello destacamos que las inversiones del sector privado han hecho posible que hoy podamos contar con diversas fuentes de producción de energía traduciéndose en mayor eficiencia, menores costos, y una creciente producción de energía más limpia y favorable al medio ambiente, al tiempo que hemos reducido a un 28% la dependencia del petróleo.

En el periodo enero-abril 2018 se generaron 4,803.98 GWh para atender la demanda solicitada por las Distribuidoras y Usuarios No Regulados (UNR), esta energía se generó con siete fuentes primarias de energía: sol (0.35%), biomasa (1.45%), viento (3.15%), agua (15.38%), carbón (15.38%), gas natural (36.14%) y derivados del petróleo (28.15%).

En cuanto a las pérdidas, las Empresas de Distribución mantienen los niveles por encima del 30%, esto quiere decir que alrededor de un 30% de la energía que es com-

prada por estas empresas no llega a registrarse en una factura. Mayormente, esas pérdidas se producen porque hay consumidores sin contador debido a una ineficiente gestión comercial, los cuales están enganchados directamente a la red de distribución, hay un porcentaje también 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 primer cuatrimestre del 2018 fue EDEESTE con 22152 GWh de energía no suministrada lo que representó un 14.5% 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 193.11 GWh lo que a su vez representó un 11.4% de energía no servida para esta región. EDENORTE registró 144.10 GWh de energía no suministrada lo que representó un 10.4% traduciéndose en 2.5 horas de apagones diarios para todos sus usuarios.

En cuanto al precio promedio al que las Distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron fue de 1186 centavos de dólar por cada kilovatio-hora de energía, mientras que lo vendieron a un precio promedio de 1584 centavos de dólar por cada kilovatio-hora resultando del ejercicio un margen de venta de 3.98 centavos de dólar.

2

PRINCIPALES
INDICADORES
DEL SECTOR
ELÉCTRICO

2.1. Gas natural continúa liderando matriz de generación del SENI

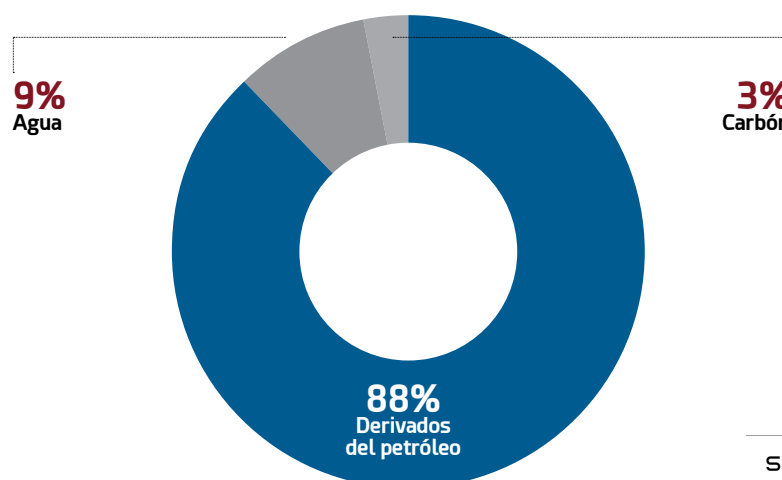
Para el primer cuatrimestre 2018 la participación de cada combustible o fuente primaria para producir la energía eléctrica fue de la siguiente manera: un 36.14% generado con gas natural, el carbón contribuyó con un 15.38% mientras que el 28.15% fue abastecido por combustibles líquidos derivados del petróleo (26.4% fuel #6 y 17% fuel #2). Por su parte, el 0.35% fue generado a partir del sol como fuente primaria, el 1.45% con biomasa, 3.15% corresponde a generación a partir del viento y el 15.38% a generación hidroeléctrica.

A principios de la década del 2000, la producción de energía estaba

compuesta de la siguiente manera: 88% de derivados del petróleo, 3% carbón y 9% hidroeléctricas. Es notable el crecimiento y el fortalecimiento de la matriz de generación que tras las inversiones que siguieron al proceso de capitalización, específicamente en el año 2004, esta 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.

Hoy en día, República Dominicana posee una de las matrices de generación eléctrica más diversificadas al compararla con países de Centroamérica y El Caribe.

ILUSTRACIÓN 1. MATRIZ DE GENERACIÓN AÑO 2000



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

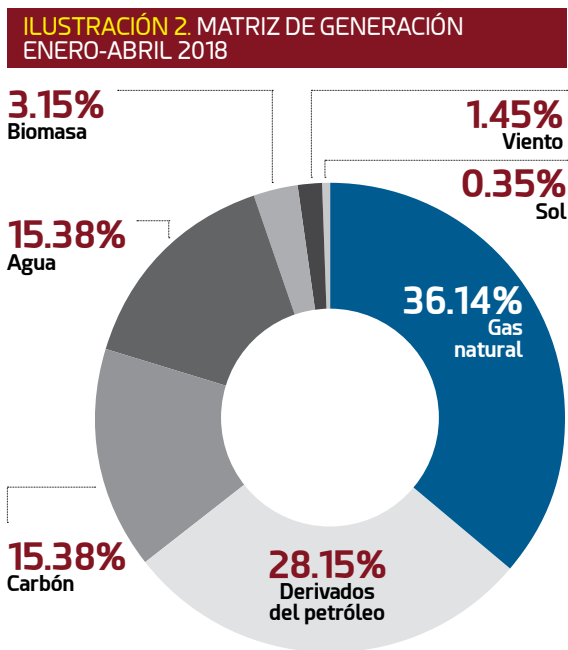


TABLA I: MATRIZ DE GENERACIÓN ENERO- ABRIL 2018

Fuente Primaria De Energía	Energía (Gwh)
AGUA	738.81
VIENTO	151.41
SOL	16.72
BIOMASA	69.75
GAS NATURAL	1,736.11
CARBÓN	738.70
DERIVADOS DEL PETRÓLEO	1,352.48
TOTAL	4,803.98

ES NOTABLE EL CRECIMIENTO Y EL FORTALECIMIENTO DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN QUE TRAS LAS INVERSIONES QUE SIGUIERON AL PROCESO DE CAPITALIZACIÓN".

2.2. Oferta de energía que estuvo disponible superó en 12% la demanda abastecida del sistema

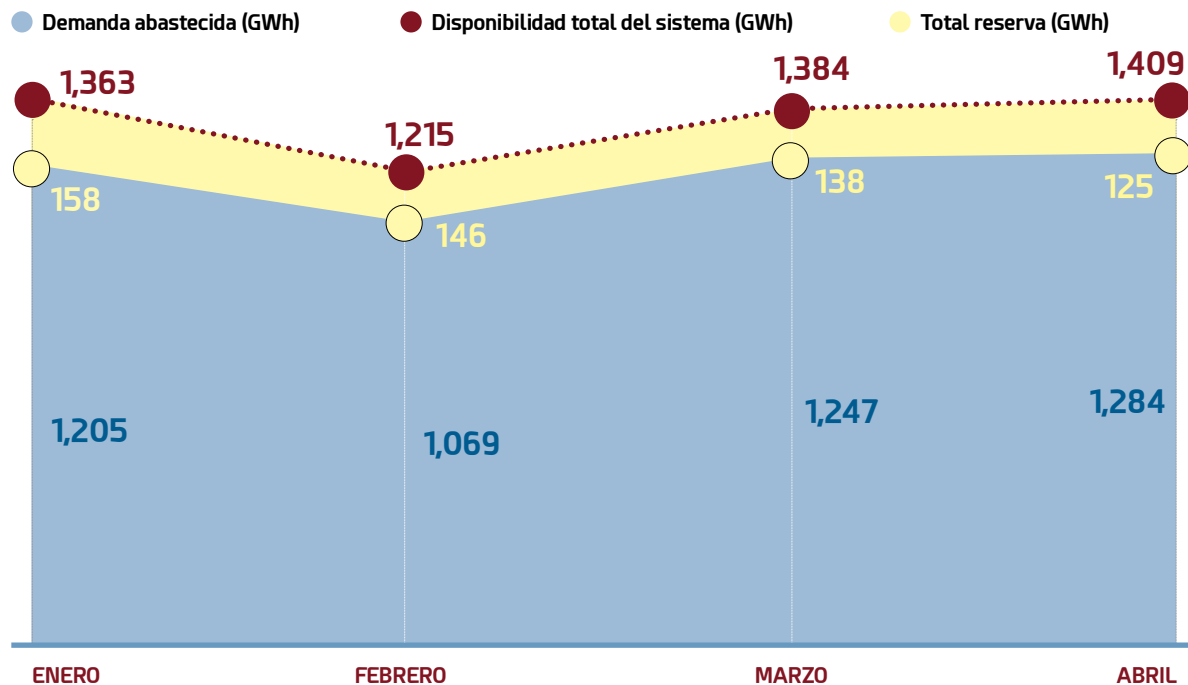
La energía disponible en el primer cuatrimestre 2018 superó en un 12% a la demanda abastecida. Siendo esta última la electricidad que es consumida en el sistema la cual alcanzó un valor acumulado de 4,803.98 GWh. En el sistema hubo una reserva acumulada de 566.41 GWh. Entiéndase por reserva a la oferta de energía que

está disponible 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 periodo ene-

ro-abril 2018 la energía disponible estuvo por encima de la demanda abastecida en un 12% lo cual representó 566.41 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 empresas distribuidoras decidieron no adquirirla, lo que redundó en apagones para la población.

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



2.3. 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.

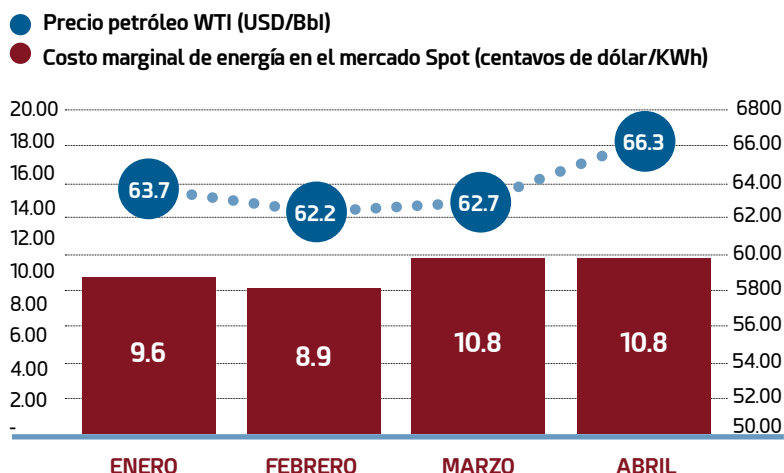
Desde 1999 se ha venido trabajando de manera constante para ampliar la oferta del sector generación y diversificar la matriz considerablemente, constituyendo el parque cada vez más eficiente. Hoy, 19 años después, el sector privado ha instalado más de 2,900 MW de nueva potencia y repotenciación con amplia 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 a la fecha.

ILUSTRACIÓN 4. COSTO MARGINAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT PROMEDIO MENSUAL Y PRECIO DEL PETRÓLEO WTI



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

TABLA 2: 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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
	Precio Petróleo Wti (Usd/Bbl)																		
	30.4	26.0	26.2	31.1	14.15	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	63.73

2.4. Aporte de generadores del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el periodo enero-abril 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 y es ejecutado por el Centro de

Control de Energía (CCE). A continuación, compartimos los detalles y aporte energético de cada central de generación los primeros 4 meses del 2018.

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

TABLA IV: CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SENI

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA ENERO-ABRIL 2017 (GWH)
AES ANDRÉS	AES ANDRÉS	Ciclo Combinado	GAS NATURAL	319	754.73
SAN FELIPE	SAN FELIPE	Ciclo Combinado	FUEL # 6 Y #2	185	1.23
CESPM	CESPM 3	Ciclo Combinado	FUEL # 2	100	24.04
	CESPM 2	Ciclo Combinado	FUEL # 2	100	44.17
	CESPM 1	Ciclo Combinado	FUEL # 2	100	11.29
CDEEE	CENTRAL RIO SAN JUAN	Motor De Combustión	FUEL # 2	1.9	-
CEPP	CEPP 1	Motor De Combustión	FUEL # 6	18.7	6.93
	CEPP 2	Motor De Combustión	FUEL # 6	58.1	38.99
DPP	LOS MINA 5	Turbina De Gas	GAS NATURAL	118	298.68
	LOS MINA 6	Ciclo Combinado	GAS NATURAL	118	207.07
	LOS MINA 7	Turbina De Gas	GAS NATURAL	114	232.70
EGEHID	HIDROELECTRICAS	Hidroeléctrica	AGUA	616	738.81
GPLV	LA VEGA	Motor De Combustión	FUEL # 6	92	149.40
EGEHAINA	PALAMARA	Motor De Combustión	FUEL # 6	107	158.93
	BARAHONA CARBON	Turbina De Vapor	CARBON	45.6	111.13
	SAN PEDRO VAPOR	Turbina De Vapor	FUEL # 6	33	-
	SULTANA DEL ESTE	Motor De Combustión	FUEL # 6	67.6	-
	QUISQUEYA 2	Motor De Combustión	FUEL # 6	225.3	444.79
	HAINA TG	Turbina De Gas	FUEL # 2	103	4.36
	PARQUE EÓLICO	EÓLICO	VIENTO	85.25	80.70
	LOS COCOS Y				
	QUILVIO CABRERA				
	PARQUE EÓLICO LARIMAR	EÓLICO	VIENTO	49.5	70.71
ITABO	PALENQUE	Motor De Combustión	FUEL # 6	25.60	6.16
	ITABO 1	Turbina De Vapor	CARBÓN	128	315.25
	ITABO 2	Turbina De Vapor	CARBÓN	132	312.32
LAESA	SAN LORENZO 1	Turbina De Gas	FUEL # 2	34	-
	PIMENTEL 1	Motor De Combustión	FUEL # 6	31.6	38.63
	PIMENTEL 2	Motor De Combustión	FUEL # 6	28	27.20
SAN PEDRO BIO-ENERGY	PIMENTEL 3	Motor De Combustión	FUEL # 6	51.6	87.79
	SAN PEDRO BIO-ENERGY	Turbina De Vapor	BIOMASA	30	69.75
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	Solar Fotovoltaica	SOL	30	16.72
METALDOM	METALDOM	Motor De Combustión	FUEL # 6	42	42.99
MONTE RÍO	BERSAL	Motor De Combustión	FUEL # 6	25	7.09
	INCA KM 22	Motor De Combustión	FUEL # 6	15	8.94
	ESTRELLA DEL MAR 2	Ciclo Combinado	GAS NATURAL	108	278.77
SEABOARD	MONTE RIO	Motor De Combustión	FUEL # 6	100.1	94.29
LEAR INVESTMENTS					
PVDC	QUISQUEYA 1	Motor De Combustión	FUEL # 6	215	33.88
LOS ORIGENES	LOS ORIGENES	Motor De Combustión	FUEL # 6	60.69	85.52
	POWER PLANT				
			TOTAL	3,687.7	4,803.98

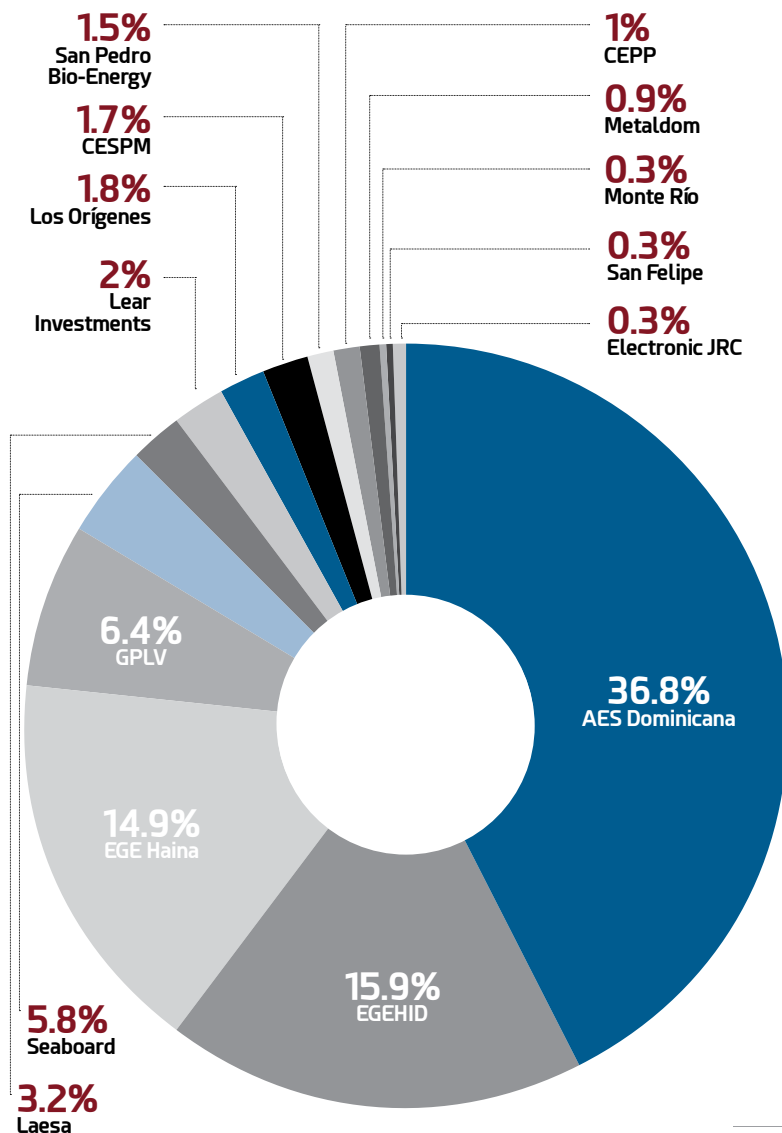
2.5. Inyección de energía al SENI por todas las empresas del sistema

Las empresas de generación pueden poseer una o más centrales que inyectan energía al 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

TABLA 4: ENERGÍA GENERADA POR EMPRESA EN GWh

EMPRESA	GENERACIÓN ENERO-ABRIL 2018 (GWh)
AES DOMINICANA	2,120.75
SAN FELIPE	1.23
CESPM	79.51
CEPP	45.92
EGEHID	738.81
GPLV	308.33
EGE HAINA	717.86
LAESA	153.63
METALDOM	42.99
MONTE RÍO	16.03
SEABOARD	278.77
PVDC	33.88
LOS ORÍGENES	85.52
LEAR INVESTMENTS	94.29
ELECTRONIC JRC	16.72
SAN PEDRO BIO-ENERGY	69.75
TOTAL	4,803.98

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



2.6. Las empresas miembros de la ADIE inyectan 80% de la energía fue consumida en los primeros 4 meses del 2018

El grupo de empresas generadoras de electricidad que integra la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica generó en el primer cuatrimestre de 2018 el 80% de la electricidad que ha necesitado el país y un 94% 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 4,803.98 GWh en el periodo enero-abril del año 2018.

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

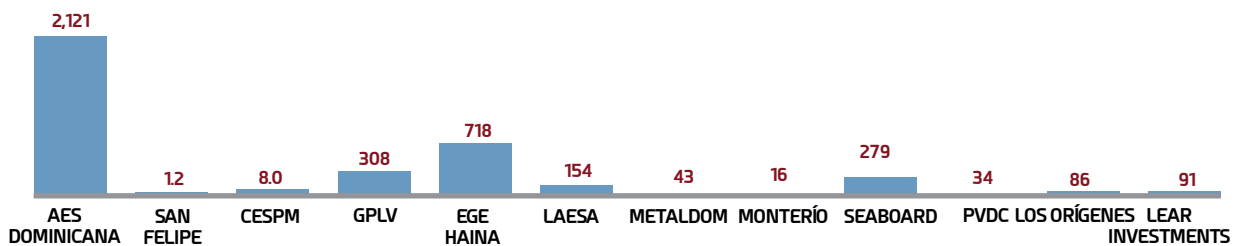
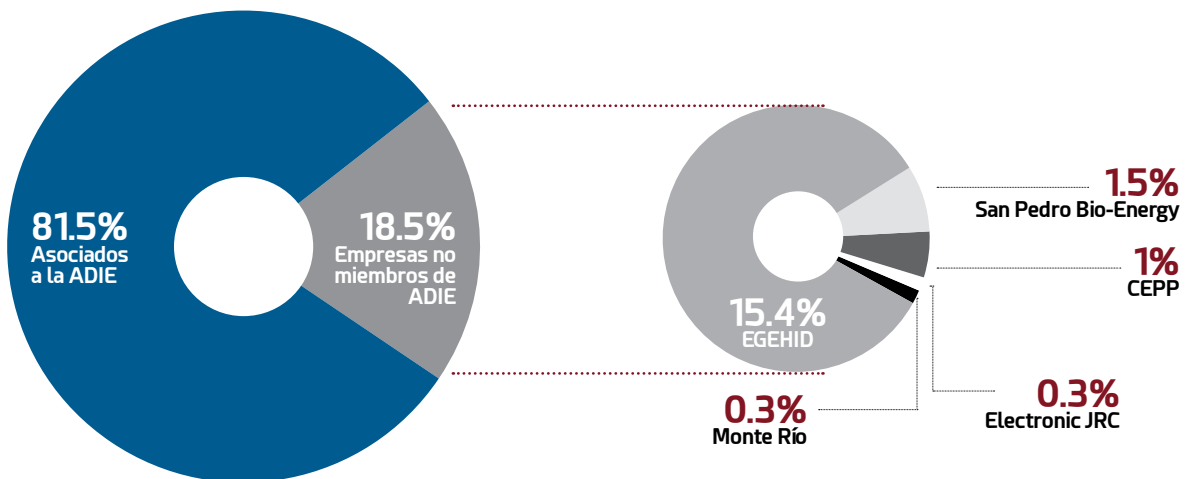


ILUSTRACIÓN 7. ENERGÍA GENERADA EMPRESAS GENERADORAS INTERCONECTADAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



2.7. Matriz energética instalada por tipo de combustible

La capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado al mes de abril de 2018 es de unos 3,713.5 MW. De estos, unos 2,902.8 MW son de origen convencional representando un 78.0% del total general, 135.0 MW son provenientes

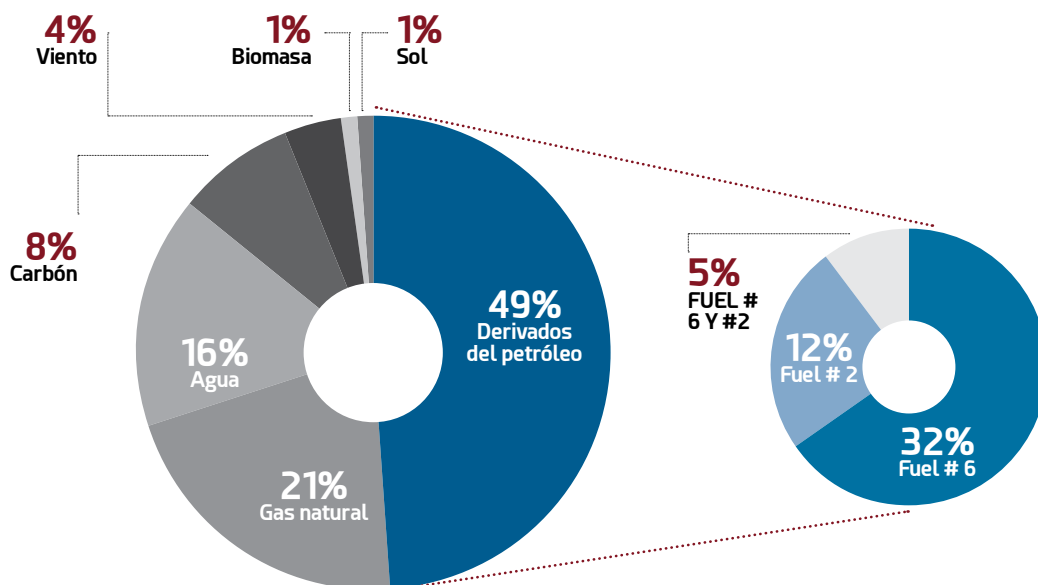
de centrales eólicas para un 3.6%, 30 MW solar fotovoltaica que representa un 0.8%, 30 MW provienen de biomasa representando un 0.8% también y finalmente 616 MW son de origen hídrico, siendo esto un 16.7% de la capacidad total instalada.

Los siguientes tabla y gráfico describen la potencia instalada interconectada al sistema eléctrico nacional por tipo de combustible para abril 2018:

TABLA 5: 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	134.8	CARBÓN	305.6
SOL	30.0	DERIVADOS DEL PETRÓLEO	1820.2
BIOMASA	30.0		
GAS NATURAL	669.0	TOTAL	3,713.5

ILUSTRACIÓN 8. CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

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

TABLA 6: ENERGÍA PRODUCIDA 2017, 1GWH = 1,000,000 KWH

EMPRESA	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
AES ANDRÉS	AES ANDRÉS	139.3	185.8	223.1	206.5	754.7
SAN FELIPE	SAN FELIPE	0.7	-	0.5	-	1.2
CESPM	CESPM 3	3.3	-	15.3	5.5	24.0
	CESPM 2	15.1	-	27.8	1.2	44.2
	CESPM 1	3.1	-	3.2	5.0	11.3
CDEEE	CENTRAL RÍO SAN JUAN	-	-	-	-	-
CEPP	CEPP 1	0.9	0.2	2.4	3.5	6.9
	CEPP 2	8.9	4.3	10.6	15.3	39.0
DPP	LOS MINA 5	78.1	68.2	77.7	74.6	298.7
	LOS MINA 6	79.8	45.8	5.6	75.9	207.1
	LOS MINA 7	77.3	52.7	27.7	75.0	232.7
EGEHID	HIDROELÉCTRICAS	175.0	232.5	166.9	164.4	738.8
	LA VEGA	32.8	20.6	48.1	48.0	149.4
GPLV	PALAMARA	40.6	14.6	54.3	49.5	158.9
	BARAHONA CARBÓN	28.1	26.2	28.2	28.6	111.1
EGEHAINA	SAN PEDRO VAPOR	-	-	-	-	-
	SULTANA DEL ESTE	-	-	-	-	-
	QUISQUEYA 2	113.9	89.0	122.2	119.7	444.8
	HAINA TG	1.3	-	0.0	3.1	4.4
	PALENQUE	-	-	5.4	0.8	6.2
	PARQUE EÓLICO LOS COCOS Y QUILVIO CABRERA	23.1	29.4	14.1	14.1	80.7
	PARQUE EÓLICO LARIMAR	20.5	23.1	12.5	14.7	70.7
ITABO	ITABO 1	82.2	74.0	80.7	78.4	315.3
	ITABO 2	85.6	72.8	79.9	74.0	312.3
LAESA	SAN LORENZO 1	-	-	-	-	-
	PIMENTEL 1	9.0	4.6	12.8	12.2	38.6
	PIMENTEL 2	8.6	2.8	9.0	6.8	27.2
SAN PEDRO BIO-ENERGY	PIMENTEL 3	23.1	15.7	24.6	24.4	87.8
	SAN PEDRO BIO-ENERGY	15.9	16.9	18.8	18.1	69.7
ELECTRONIC JRC	MONTE PLATA SOLAR	3.5	4.0	4.9	4.3	16.7
METALDOM	METALDOM	9.6	3.1	19.1	11.2	43.0
MONTE RÍO	BERSAL	0.9	0.1	3.3	2.8	7.1
	INCA KM 22	2.0	0.3	3.4	3.3	8.9
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR 2	69.0	58.9	76.7	74.2	278.8
LEAR INVESTMENTS	MONTE RIO	21.2	5.6	31.7	35.8	94.3
PVDC	QUISQUEYA 1	8.9	6.3	8.5	10.2	33.9
LOS ORÍGENES	LOS ORÍGENES POWER PLANT	23.7	11.7	27.8	22.4	85.5
	TOTAL	1,204.7	1,069.1	1,246.7	1,283.5	4,804.0

2.9. Mercado spot y precio monómico de generación

Empresas distribuidoras participaron en el mercado spot en una proporción de 48% en compra de energía y 63% en de potencia

El precio monómico promedio de generación en el mercado spot para primer cuatrimestre de 2018 fue 11.74 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 eco-

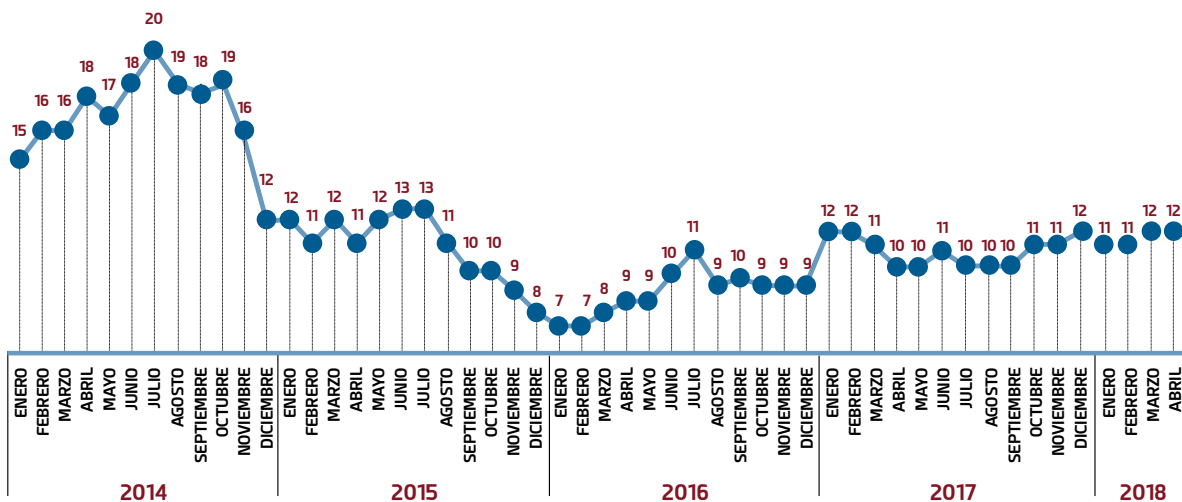
nómicas del Mercado Eléctrico Mayorista realizadas por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, tal como lo establece la Ley General de Electricidad 125-01 y su reglamento de aplicación.

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 48% en compra de energía y 63% en de potencia. Del mismo modo participaron en el mercado de contratos con el restante 52% en energía y el 37% en potencia.

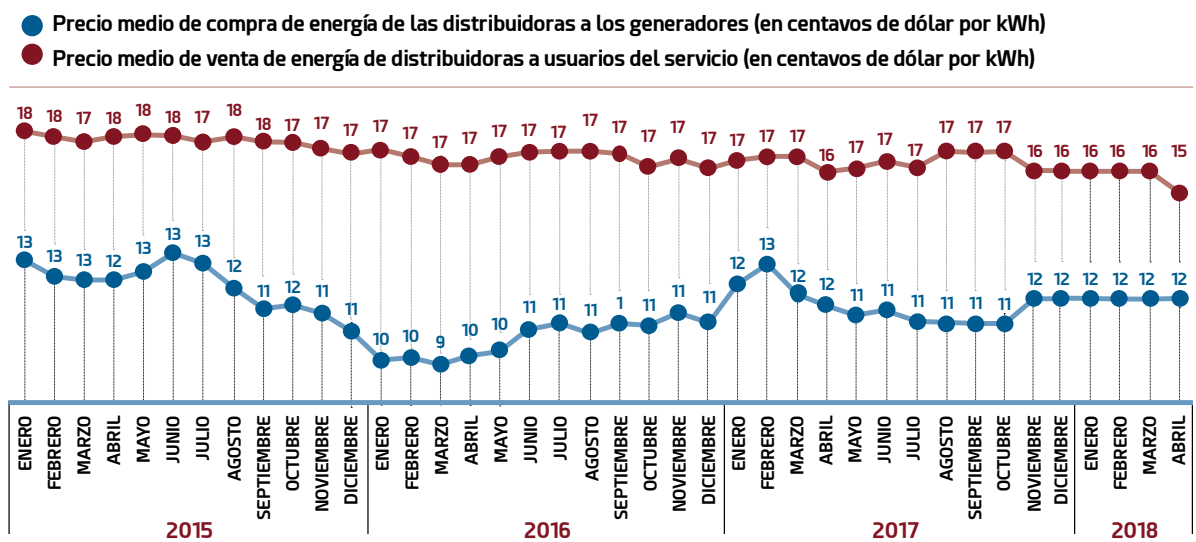
ILUSTRACIÓN 8. PRECIO SPOT MONÓMICO [CENTAVOS DE DÓLAR/KWH]



2.10. 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 éstas a los consumidores.

ILUSTRACIÓN 9. PRECIO MEDIO DE COMPRA A LOS GENERADORES Y VENTA DE ENERGÍA AL CONSUMIDOR DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH



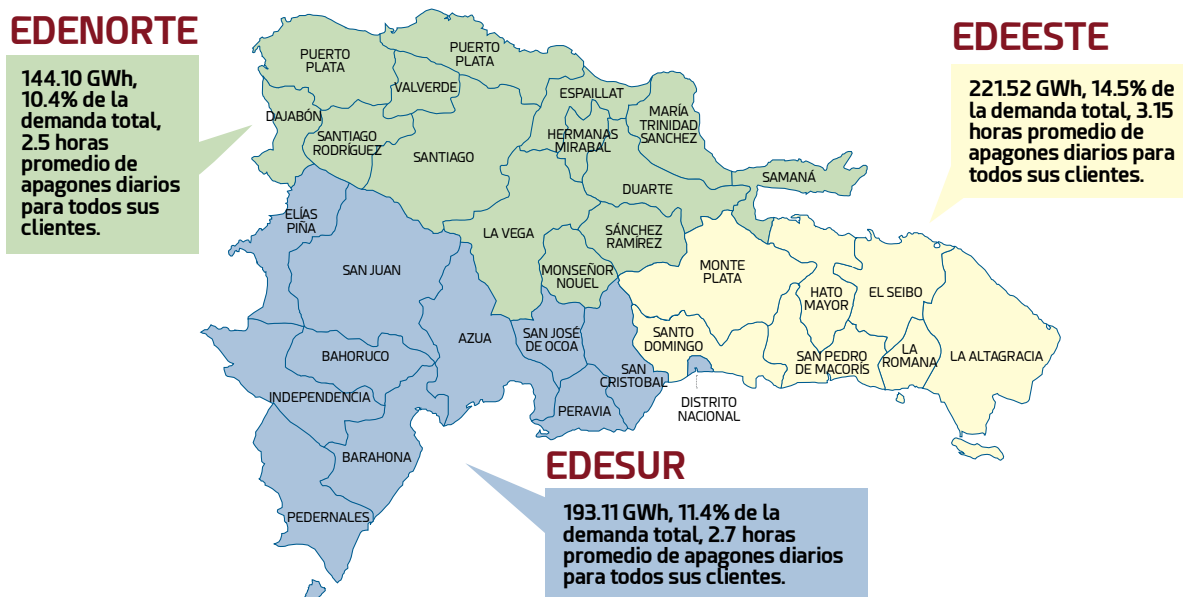
2.11. Demanda no suministrada (apagones) en primer cuatrimestre de 2018 representó más de 12 días de apagones para población

De las empresas de distribución la que registró mayores apagones en el primer cuatrimestre del 2018 fue EDEESTE con 221.52 GWh de energía no suministrada lo que representó un 14.5% 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 abastecida de EDEESTE fue de 1,310.28 GWh si este valor lo dividimos en 4 meses resultara un valor de 327.57 GWh,

al comparar este valor con la demanda no servida vemos que esta última es poco más de la mitad del consumo de un mes o en otras palabras esta demanda no abastecida es equivalente a 17 días de apagón total en toda la zona de concesión de EDEESTE.

ILUSTRACIÓN 10. ENERGÍA NO SUMINISTRADA DESGLOSADA POR REGIÓN



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Por su parte, EDESUR alcanzó 193.11 GWh lo que a su vez representó un 11.4 % de energía no servida para esta región. Esta situación provocó que en promedio todos los clientes de EDESUR recibieran 2.7 horas de apagones diarios. En este caso al comparar la demanda no abastecida de los cuatro meses frente al consumo típico de un mes, la demanda no abastecida fue 52% mayor, lo que representa 14 días de apagón total en toda la zona de concesión de EDESUR.

Finalmente, EDENORTE registró 144.10 GWh de energía no suministrada lo que representó un 10.4% traduciéndose en 2.5 horas de apagones diarios para todos sus usuarios. Un mes de abastecimiento promedio para EDENORTE en el primer cuatrimestre del 2018 fue 311.50 GWh, en término de tiempo de interrupción esta energía no abastecida es equivalente a 12 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.



CABE DESTACAR QUE EN EL ANÁLISIS DE ESTA DEMANDA NO SUMINISTRADA SOLO SE HAN CONSIDERADO LOS USUARIOS REGULADOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO".

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

La compra de energía de las empresas distribuidoras nos da detalle de como se ha comportado el abastecimiento de la demanda

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 como ha sido la evolución de la compra de energía de las empresas distribuidoras ya que este indicador nos da detalle de como se ha comportado el abastecimiento de la demanda.

La gráfica describe la demanda de energía en gigavatios hora para

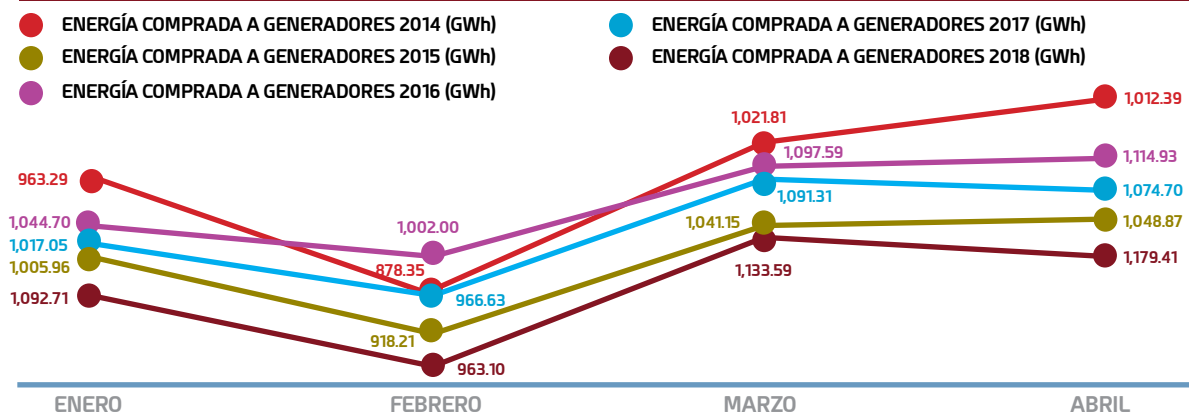
cada mes del año, es evidente el crecimiento típico en la demanda el cual fue de 5.19% en promedio en el año 2015 con relación al año 2014. De igual modo, en el año 2016 se registró un crecimiento promedio en los primeros seis meses de 3.71% con relación al año 2015.

El abastecimiento de energía sufrió un cambio drástico en el 2017 con relación a años anteriores, ya que la cantidad de energía que adquirieron las empresas de distribución fue solo 1.4% mayor en relación con el 2016. Si nos vamos al detalle podemos ver que para los meses de enero y febrero se registró una disminución de un 3% y 4% en la

cantidad de energía comprada, ya en el mes de marzo este valor se reduce solo un 1%, pero en abril la disminución en la compra fue de un 4%. Para 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, en el mes de abril 2018 la compra de energía fue 10% mayor que en 2017 y superior en un 6% al compararla con abril 2016.

ILUSTRACIÓN 11. ENERGÍA COMPRADA POR EDE ENTRE 2014 Y 2018



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

240 millones de dólares valor promedio mensual durante los primeros cuatro meses del 2018

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 los primeros cuatro

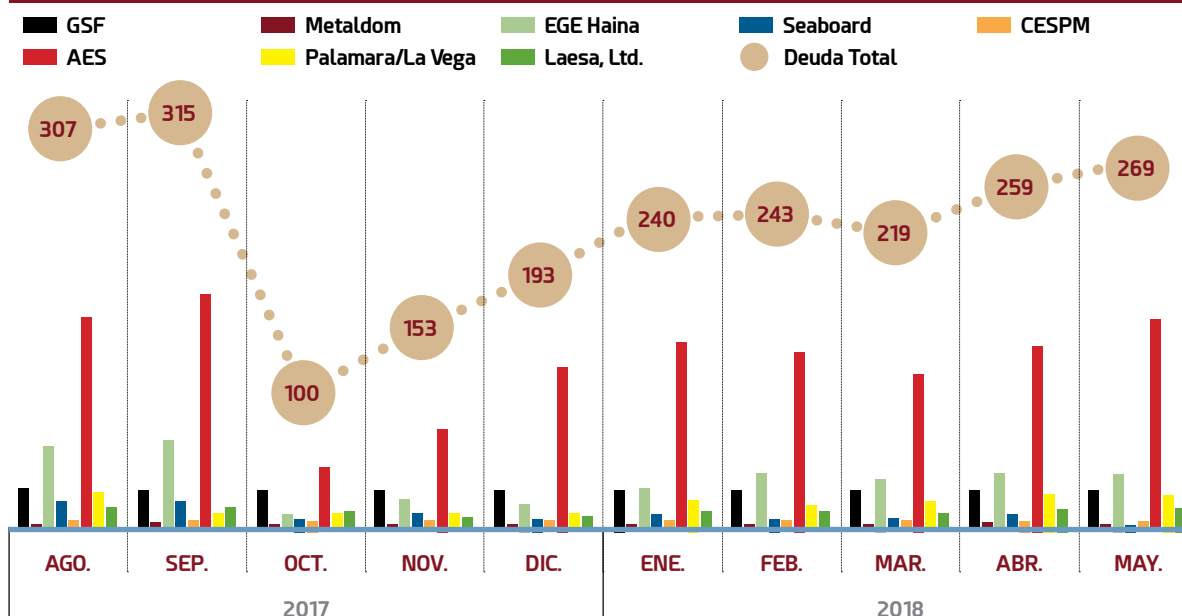
meses del 2018 fue 240 millones de dólares. El mes donde se apreció la deuda más alta fue abril con 259 millones de dólares. Las gráficas muestran los estados por empresa deudora ya que cada una presenta una realidad diferente.

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 los primeros cuatro meses del 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 donde se encuentra una tabla con el dato completo de los valores adeudados.

ILUSTRACIÓN 12. RESUMEN DEUDAS DE LA CDEEE Y EDE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

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

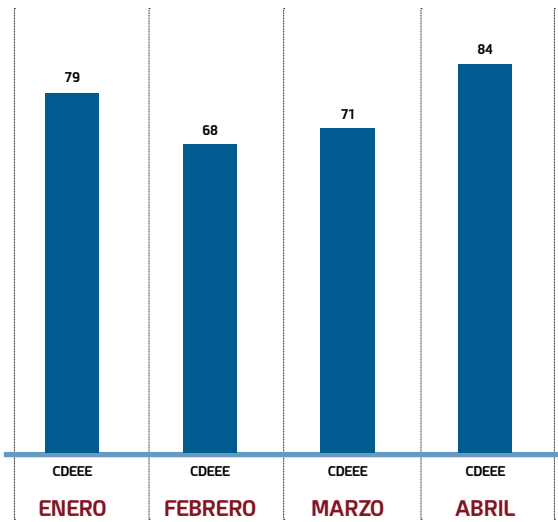


ILUSTRACIÓN 15. RESUMEN DEUDAS DE EDEESTE A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES

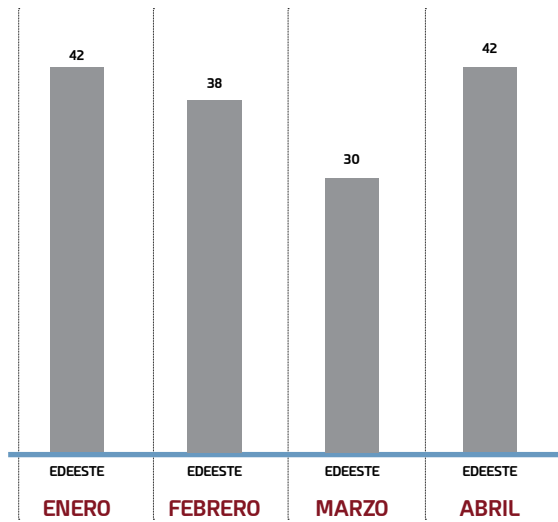
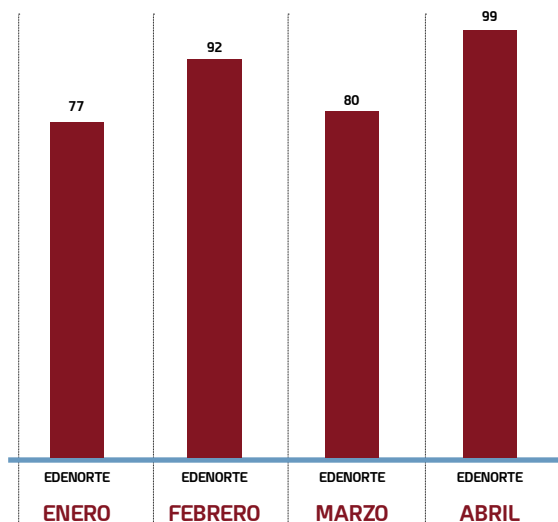


ILUSTRACIÓN 14. RESUMEN DEUDAS DE EDESUR A GENERADORAS MIEMBROS DE ADIE EN MILLONES DE DÓLARES



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



2.14. Empresas de Distribución mantienen niveles de pérdida por encima del 30%

En el primer cuatrimestre del 2018⁽¹⁾ el precio promedio al que las empresas distribuidoras adquirieron la energía que sirvieron fue de 11.86 centavos de dólar por cada kilovatio hora, mientras que lo facturaron a un precio promedio de 15.84 centavos de dólar por kilovatio hora, resultando del ejercicio un margen de venta para las empresas distribuidoras de 4.88 centavos de dólar por cada kilovatio hora adquirido. Esto

ha representado para las empresas de distribución, incremento en el margen por venta de energía de un 142% en el periodo enero-abril 2018 comparado con el mismo ciclo del 2014.

En cuanto a las pérdidas promedio de energía, de acuerdo con la información de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), para el primer cuatrimestre 2018 cerraron

en promedio en 29.9% esto representó un aumento de 0.2% que el mismo periodo del 2017 cuando cerraron en 29.7%.

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). Sin embargo, perdieron casi un 30% más que la energía que facturaron.



EN EL PRIMER CUATRIMESTRE DEL 2018 EL PRECIO PROMEDIO AL QUE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS ADQUIRIERON LA ENERGÍA QUE SIRVIERON FUE DE 11.86 CENTAVOS DE DÓLAR POR CADA KILOVATIO HORA".

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

PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO

TABLA 6: PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMER CUATRIMESTRE 2018²

INDICADORES EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	29%	21%	35%	35%
Edenorte	22%	13%	31%	27%
Edesur	26%	18%	34%	38%
Edeeste	36%	30%	40%	38%
PRECIOMEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	11.76	11.61	12.24	11.84
Edenorte	12.32	12.35	12.81	12.50
Edesur	11.64	11.49	12.03	11.40
Edeeste	11.41	11.12	11.99	11.73
PRECIOMEDIO DE VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	16.15	15.96	16.01	15.24
Edenorte	15.81	15.63	15.59	15.54
Edesur	17.25	17.05	17.08	15.09
Edeeste	15.18	15.03	15.23	15.09
MARGEN DE GANANCIA VENTA DE ENERGÍA (CENTAVOS DE DÓLAR POR KWH)	4.39	4.36	3.77	3.40
Edenorte	3.49	3.28	2.78	3.04
Edesur	5.61	5.55	5.04	3.69
Edeeste	3.77	3.92	3.24	3.36
COBRANZAS (%)	96%	96%	96%	96%
Edenorte	98%	98%	98%	98%
Edesur	96%	96%	97%	96%
Edeeste	95%	94%	94%	94%

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

3

CONCLUSIONES

En el primer cuatrimestre del año 2018 el gas natural lideró el mix de generación el cual aportó más del 36% de la energía que se inyectó al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. De su lado las energías renovable no convencionales participaron aproximadamente con el 5% en el mix de generación.

En relación con la energía disponible, el primer cuatrimestre de 2018 superó en un 12% a la demanda abastecida. Siendo esta última la electricidad que es consumida en el sistema la cual alcanzó un valor acumulado de 4,803.98 GWh. En el sistema hubo una reserva acumulada de 566.41 GWh. Entiéndase por reserva a la oferta de energía que está disponible y no es requerida por el sistema. Es decir, hay capacidad para generar toda la energía que necesita

el país, pero las Distribuidoras no la adquieren y provocan apagones por déficit en su gestión comercial. Además, un 50% de la energía que se produjo se generó con fuentes de bajo costo, como el gas natural, el agua, el carbón y el viento.

Por otro lado, el costo monómico del mercado spot fue 11.74 centavos de dólares por kilovatio hora en el primer cuatrimestre del 2018. Las empresas distribuidoras participaron en el mercado spot en una proporción de 48% en compra de energía y 63% en potencia. Del mismo modo participaron en el mercado de contratos con el restante 52% en energía y el 37% en potencia.

En cuanto al crecimiento de la demanda abastecida de las EDE a los usuarios en estos primeros 4 meses 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, en el mes de abril 2018 la compra de energía fue 10% mayor que en 2017 y superior en un 6% al compararla con abril 2016.

Finalmente podemos concluir que el reto continúa siendo la gestión y eficiencia de la distribución de la energía. Este es uno de los pendientes más críticos que tiene el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado para caminar hacia su desarrollo y madurez completa y poder así abordar temas de cara al futuro para que todos recibamos una energía asequible, segura, sostenible y adecuada a los nuevos tiempos.



FINALMENTE PODEMOS CONCLUIR QUE EL RETO CONTINÚA SIENDO LA GESTIÓN Y EFICIENCIA DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA. ESTE ES UNO DE LOS PENDIENTES MÁS CRÍTICOS QUE TIENE EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO PARA CAMINAR HACIA SU DESARROLLO Y MADUREZ COMPLETA".



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.**