

**Acto Competitivo**  
**LPI N° ETESA 03-15**  
**Proyección de Costos Marginales de Demanda**

Remitimos la información indicada en el Pliego de Cargos para el Acto Competitivo LPI N° ETESA 03-15, como una referencia de la proyección de los costos marginales promedios para el periodo comprendido de enero de 2016 hasta diciembre de 2019.

Estos costos son obtenidos de la simulación estocástica con las premisas utilizadas para la elaboración del Plan de Expansión, incluyendo los siguientes proyectos de Generación:

Año	Mes	Nombre	Capacidad Instalada MW
	1	P.F. Zona Franca Albroom	0.10
	1	Capira Und. 6	-1.00
	1	Capira Und. 8 y 9	-4.50
	2	Bonyic	31.80
	2	Amp. Panam	49.50
	3	Estrella del Mar (Barcaza)	72.00
	3	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25.00
	3	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50.00
	4	P.S.F. Coclé Solar 1	0.96
	4	Marañón	17.50
	4	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15.00
	5	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.50
	5	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.50
	5	Chiriquí (San Juan)	9.87
	5	Chitré Und. 3 y 7	-4.50
<b>2015</b>	6	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10
	6	La Potra (Bajo Frio)	27.90
	6	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90
	6	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.50
	7	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.50
	8	La Mesa Fase 1	1.00
	8	Divisa Solar	10.00
	8	TG1 Subestación Panamá	-21.40
	8	TG2 Subestación Panamá	-21.40
	8	Aggreko Cerro Azul	-125.72
	9	Panamá 2	-103.32
	10	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.50
	11	Bugaba 2	5.86
	12	Las Cruces	14.40
	12	Don Felix	9.99
	12	San Andres	10.30
	1	Atlantic Gateway Project(Kanan)	92.00
	1	Bajo de Mina G3	0.58
	1	Baitun G3	1.73
	1	Los Planetas 2	8.88
	2	Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.50
	2	Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15.00
	3	Jinro Power	57.80
	3	Cerro Patacón	8.20
<b>2016</b>	3	Proyecto Solar	9.90
	4	La Huaca	11.62
	5	Pando	32.90
	6	Bajo de Totumas	5.00
	7	Barro Blanco	28.49
	12	Proyecto Solar	20.00
	12	Proyecto Solar	20.00
	12	El Sindigo	17.30

 Retiro de unidades.

Año	Mes	Nombre	Capacidad Instalada MW
	1	San Bartolo	15.25
	3	La Herradura	5.20
	5	Punta Rincón (Excedente)	*274
	6	Los Trancos	0.80
<b>2017</b>	6	Tizingal	4.50
	8	Chuspa	8.80
	9	Asturias	4.10
	10	Río Piedra	9.00
	10	San Andrés II	9.90
	11	Caldera	6.10
	12	Proyecto Eólico	105.00
	12	Proyecto Solar	20.00
	12	Proyecto Solar	50.00
	12	Burica	63.10
	1	Ojo de Agua	6.45
	5	Gas Natural Atlántico RL	381.00
<b>2018</b>	10	Santa Maria 82	28.35
	12	Proyecto Eólico	105.00
	12	Proyecto Solar	100.00
<b>2018</b>	1	Coal Power I	200.00
<b>2020</b>	2	Planta Térmica	400.00
	7	Chan II	223.88

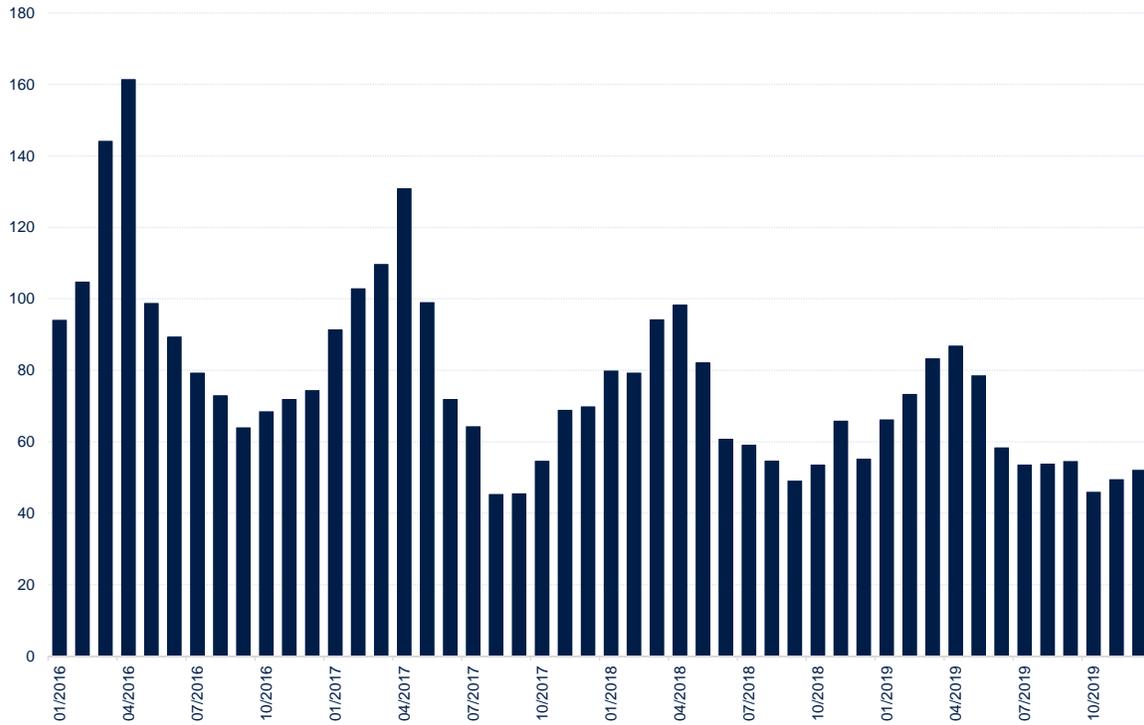
\* La planta Punta Rincón: Corresponde al excedente que inyectará al SIN, la planta propiedad de Minera Panamá.

**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

Para efectos de la proyección del costo marginal del sistema estimado por ETESA, se utilizaron los mismos criterios establecidos en el Plan de Expansión del SIN, de acuerdo a lo establecido en las Reglas de Compra, además, de las proyecciones de combustible entregadas por la Secretaría Nacional de Energía para este acto competitivo LPI N° ETESA 03-15.

Presentamos a continuación los costos marginales promedios mensuales del periodo comprendido entre enero del 2016 y diciembre de 2019.

## Costo Marginal de Demanda \$/MWh



Costo Marginal de Demanda \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2016	93.95	104.65	144.02	161.35	98.67	89.29	79.21	72.86	63.87	68.36	71.79	74.31	93.53
2017	91.30	102.77	109.62	130.77	98.91	71.82	64.22	45.21	45.41	54.52	68.73	69.76	79.42
2018	79.74	79.22	94.08	98.22	82.07	60.65	58.98	54.58	48.95	53.47	65.74	55.08	69.23
2019	66.12	73.18	83.19	86.75	78.43	58.27	53.49	53.69	54.44	45.87	49.35	51.95	62.89