

Consulta Pública No. 010-22-Elec

“Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.010-22-Elec, para considerar la propuesta para la «Determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026.”

Presentamos oportunamente comentarios al Anexo A de la Resolución AN No. 18054-Elec del 30 de noviembre de 2022 relacionado con la determinación de las Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia a ser utilizadas en el Cálculo de Ingreso Máximo Permitido (IMP) 2022-2026 para la consideración de su Autoridad. A continuación, para apoyar a la comprensión del presente documento, se comparte la estructura utilizada para presentar de manera fundamentada nuestros comentarios:

Contenido

1. Base legal	3
2. Estabilidad Técnica-Regulatoria	3
3. Alternativas para la Representación de Área de Concesión	4
3.1. Áreas Rurales	4
3.2. Pérdidas Comerciales en áreas rojas.....	5
4. Empresas Comparadoras	5
4.1. Errores de información procesada de la base de datos de la FERC	5
4.1.1. Valor de activos 2019	5
4.1.2. Empresas sin información 2020	6
4.1.3. Información de costos de combustibles referenciada erróneamente.....	10
4.1.4. Diferencias entre valores formulario FERC 1 y los empleados.....	10
4.1.5. Actualización de datos 2017	13
4.1.6. Datos triplicados de O&M de empresa 62.....	15
4.1.7. Valor negativo en Costos Administración en empresa 42 en 2020.....	15
4.1.8. Costos O&M Transmisión (24-115kV)	16
5. Variables Explicativas y Ecuaciones de Eficiencia.....	18
5.1. Variable Longitud de Red	19
5.2. Variable Momento Eléctrico.....	21
5.3. Ecuaciones de Eficiencia para Activos y Costos de OYM de distribución	24
5.4. Ecuación de Costos de Administración ADM.....	24
6. Homologación de Costos.....	25
6.1. Determinación del Costo Laboral Relativo (CLR).....	26
6.2. Actualización valor PPP.....	29
6.3. Error en serie de PPI	29

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-010-22 – Anexo A

22 de diciembre de 2022 -

7. Periodo de referencia para empresas comparadoras	30
8. Selección de Empresas para la Ecuación de pérdidas	30
9. Resultados ajustados	30
9.1. Ecuaciones corregidas para Aprobación de la ASEP	32
10. Conclusión	33

1. Base legal

En el presente documento, las observaciones que se realizan y sus respectivas sugerencias están alineadas con lo estipulado en el Texto Único de la Ley 6 de 03 de febrero de 1997, que en el Título IV, Capítulo III relativo a Tarifas por Distribución, indica:

Artículo 101. *Valor agregado de distribución:-El Valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.*

El ente regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

El ente regulador definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de este, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el ente regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

La tasa así determinada se aplicará a los activos fijos netos en operación que el ente regulador estime para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del periodo, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el periodo.

2. Estabilidad Técnica-Regulatoria

La ASEP utiliza una formulación que no está incorporada en el Reglamento de Distribución y Comercialización vigente, toda vez que utiliza variables explicativas nuevas, de lo cual se colige una discrecionalidad de ASEP para a partir de ello establecer el Ingreso Máximo Permitido de las concesionarias.

Lo anterior nos lleva a señalar que, si bien es potestad de su Autoridad revisar y evolucionar criterios técnicos, es asunto de prioridad no afectar el marco de eficiencia financiera y transparencia establecida en el Artículo 95 de la precitada Ley.

“Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes.”

A la fecha, la experiencia recogida en las revisiones tarifarias anteriores muestra que el resultado de utilizar las variables explicativas: clientes, demanda y energía, es estadísticamente coherente y arroja a las empresas

distribuidoras una señal del comportamiento de mercado saludable, por lo que han demostrado su utilidad para determinar los costos eficientes.

Un cambio sin previo análisis y revisión profunda por los involucrados puede afectar, sin los sustentos técnicos correspondientes, el dimensionamiento económico eficiente de la operación e inversiones de las actividades de distribución y comercialización de energía, la cual por su naturaleza es de largo plazo (periodos de tiempo muy superiores a cuatro años), De allí a que pidamos mantener la estabilidad regulatoria y el respeto de las reglas prefijadas a la fecha, ya que esto constituye en sí mismo la garantía de confianza por parte los accionistas y acreedores. El cambio aplicado genera una incertidumbre presente y futura relevante, haciendo esta incertidumbre el acceso a instituciones financiera más difícil y consecuentemente costoso.

Reiteramos tal cual fue señalado en la Audiencia Pública No. 007-2022 en torno a la propuesta de modificación del Título IV, la necesidad de no aplicar cambios a las variables explicativas, y en tal caso de que cuenten con el debido sustento técnico, los eventuales cambios sean debidamente informados con suma antelación (al menos un periodo tarifario antes) para su aplicación futura y la debida planeación financiera de los operadores de distribución y comercialización.

Por lo anteriormente expuesto, **ENSA rechaza el cambio propuesto en variables explicativas** e introducir un nivel de incertidumbre innecesario que afecta al desarrollo normal que el sector eléctrico, el cual ha logrado de la mano de la transparencia y estabilidad regulatoria que hasta la fecha ha sido garantía de credibilidad por parte de todos los actores, marco en el cual se han generado inversiones de miles de millones de dólares en el país.

3. Alternativas para la Representación de Área de Concesión

Dentro del informe publicado se aclara que, dentro de la información disponible utilizada a partir de empresas de Estados Unidos, no se dispone de información pública lo suficientemente desagregada para determinar empresas comparadoras por área diferenciada (por ejemplo, rural), dando a entender que antes las condiciones de Panamá, sería el escenario ideal: al menos dos áreas representativas: urbana y rural.

Ante esta realidad, y toda vez que hay aspectos que no están representados en las empresas FERC, esto sustenta que se definan reconocimientos adicionales específicos del contexto Panamá:

➤ Reconocimiento de Áreas Rurales

- **Reconocimiento adicional de costos para operar y mantener las redes de distribución:** Como fuese mencionado, los mayores costos logísticos y la menor disponibilidad de potenciales proveedores, genera un mayor costo de eficiente de operación y mantenimiento.
- **Costo de comercialización:** Adicional a los mayores costos logísticos de desplazamiento de personal para realizar labores de campo de índole comercial, no hay referencia de que a las empresas en EE. UU. Se les exija presencialidad física de agencias, tal como sucede por requerimiento legal en Panamá.

➤ Reconocimiento de Perdidas Comerciales en Zonas Rojas

3.1. Áreas Rurales

Con relación a la existencia de áreas rurales en el País las cuales difieren de manera importante de las existentes en el entorno de las empresa usadas como comparadoras, ello justifica que se incorporen criterios que permitan cubrir los costos de operativos necesarios para cubrir la gestión que realizan las empresas distribuidoras en las áreas rurales, los cuales, ante las menores eficiencias de escala y dificultades logísticas inherentes a dichas zonas, son superiores a los “eficientes estándar”. Por ello es por lo que ENSA reitera que las formulaciones que se apliquen incluyan criterios para adaptar las ecuaciones de eficiencia a la realidad rural de Panamá.

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Con la incorporación de sendos ajustes, se cubre apropiadamente el contexto nacional de las zonas de difícil acceso o aisladas -aquellas dispersas en cada área de concesión para cuales el acceso requiere de un esfuerzo adicional- a la luz de la “eficiencia” comparada con relación a empresas de Estados Unidos.

Por lo anteriormente expuesto, **ENSA solicita que los clientes rurales, rurales dispersos y rurales muy dispersos incorporen un factor de recargo (a aplicarse a la cantidad de clientes) en la determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento, los Costos de Comercialización y los Costos de Administración**, metodología que se ajusta a las variables explicativas vigentes y facilita la clara y transparente incorporación en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, a saber:

Tipo de Cliente	Recargo en Fórmulas OYM COM ADM
Urbano	+0%
Semi Urbano	+0%
Rural	+50%
Rural Disperso	+100%
Rural Muy Disperso	+200%

Tabla 1. Recargo en Fórmulas OYM

3.2. Pérdidas Comerciales en áreas rojas

Consistente con lo sucedido en revisiones anteriores y considerando las sustentaciones aportadas en nuestra comunicación VPER-084-22 fechada el 13 de abril de 2022 en el Informe de Afectaciones Extraordinarias por Pérdidas de Energía en la Zona de Concesión de ENSA, que incluye datos a diciembre 2021, es necesaria el ajuste dentro del IMP por zonas rojas.

Ha sido de momento parte del protocolo, incluir un reconocimiento adicional por pérdidas no técnicas en zonas rojas, debido a las dificultades manifestadas para gestionar dichas pérdidas y donde las condiciones de Panamá son distintas a las que se presentan en EE. UU. En este caso, se acepta que existe un nivel de Pérdidas No Gestionable para el caso en nuestra zona de concesión y dado que las condiciones sociales, económicas en estas zonas no presentan mejoras, y es notorio y público las condiciones de alta peligrosidad, violencia e inseguridad existentes en ciertas áreas de Panamá, solicitamos que la ASEP mantenga este reconocimiento.

4. Empresas Comparadoras

4.1. Errores de información procesada de la base de datos de la FERC

Realizando el análisis de la información complementaria presentada y que fuera usada como insumo para el cálculo de los coeficientes de las ecuaciones de eficiencia, hemos detectado los siguientes puntos:

4.1.1. Valor de activos 2019

En el Anexo A de la resolución 18054_Elec publicado, página 12 queda por escrito lo siguiente:

“Los datos de activos para el 2019 no estaban disponibles, por lo que preliminarmente su estimación fue realizada a partir del dato de la depreciación anual 2019 (dato disponible) y el porcentaje que representa en cada empresa la depreciación respecto del activo fijo bruto, tomando un promedio en cada empresa entre los porcentajes que resultan para el 2018 y el 2020.”

Sin embargo, al ubicar la base de datos de la FERC para el año 2019 se confirma que se encuentra disponible la información relacionada a activos y por ende no sería necesaria la estimación de los siguientes datos:

Concepto	Cuenta
Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)
Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices
Activos D (conducciones subgt.)	(366) Underground Conduit

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Concepto	Cuenta
Activos D (Líneas Subterráneas)	(367) Underground Conductors and Devices
Activos C	(370) Meters
Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems
Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)
Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)

Tabla 2. Listado de cuentas que no admite Estimación

Por este sentido, solicitamos sea utilizada la información de la base de datos de la FERC para el año 2019 no siendo necesaria la estimación de valores.

4.1.2. Empresas sin información 2020

Aun cuando objetamos el uso del año 2020 como referencia en este proceso, nos permitimos hacer algunas observaciones sobre la información presentada.

La ASEP no incluye en el análisis a un grupo de empresas en el año 2020. Estas empresas son:

ID	Empresa
38	Connecticut Yankee Atomic Power Company
68	CenterPoint Energy Houston Electric, LLC
72	Indiana-Kentucky Electric Corporation
79	Kansas City Power & Light Company
80	Kansas Gas and Electric Company
92	Maine Yankee Atomic Power Company
128	Ohio Valley Electric Corporation
140	Pioneer Power and Light Company
182	KCP&L Greater Missouri Operations Company
191	Westar Energy, Inc.
198	Yankee Atomic Electric Company
202	Chugach Electric Association, Inc.
227	Wolverine Power Supply Cooperative, Inc.

Tabla 3. Listado de empresas con datos 2020

Sin embargo, la información de estas empresas está disponible. A modo de ejemplo se muestra la información de la empresa 202 (Chugach Electric Association, Inc.) correspondiente a activos y gastos de distribución:

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Consulta Pública ASEP-010-22 – Anexo A

22 de diciembre de 2022 -

Name of Respondent Chugach Electric Association, Inc.		This Report Is: (1) <input checked="" type="checkbox"/> An Original (2) <input type="checkbox"/> A Resubmission	Date of Report (Mo, Da, Yr) 12/31/2020	Year/Period of Report End of 2020/Q4
ELECTRIC PLANT IN SERVICE (Account 101, 102, 103 and 106) (Continued)				
Line No.	Account (a)	Balance Beginning of Year (b)	Additions (c)	
47	3. TRANSMISSION PLANT			
48	(350) Land and Land Rights	1,857,229	1,339,861	
49	(352) Structures and Improvements	12,892,978	5,037,601	
50	(353) Station Equipment	116,747,823	57,493,939	
51	(354) Towers and Fixtures	36,927,932	-55,317	
52	(355) Poles and Fixtures	34,070,188	8,432,068	
53	(356) Overhead Conductors and Devices	27,460,852	4,419,046	
54	(357) Underground Conduit	3,552,198	310,867	
55	(358) Underground Conductors and Devices	74,021,052	-148,645	
56	(359) Roads and Trails	79,142	18,271	
57	(359.1) Asset Retirement Costs for Transmission Plant			
58	TOTAL Transmission Plant (Enter Total of lines 48 thru 57)	307,609,394	76,847,691	
59	4. DISTRIBUTION PLANT			
60	(360) Land and Land Rights	1,767,559	8,373,699	
61	(361) Structures and Improvements	9,202,299	9,044,230	
62	(362) Station Equipment	54,046,673	36,144,015	
63	(363) Storage Battery Equipment			
64	(364) Poles, Towers, and Fixtures	28,723,585	7,667,034	
65	(365) Overhead Conductors and Devices	16,288,039	8,814,829	
66	(366) Underground Conduit	49,365,555	62,786,077	
67	(367) Underground Conductors and Devices	94,560,353	86,161,831	
68	(368) Line Transformers	47,917,072	25,153,185	
69	(369) Services	55,658,325	10,343,171	
70	(370) Meters	16,445,076	12,730,471	
71	(371) Installations on Customer Premises			
72	(372) Leased Property on Customer Premises			
73	(373) Street Lighting and Signal Systems	10,648,978	7,650,048	
74	(374) Asset Retirement Costs for Distribution Plant			
75	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	384,623,514	274,868,590	
76	5. REGIONAL TRANSMISSION AND MARKET OPERATION PLANT			
77	(380) Land and Land Rights			
78	(381) Structures and Improvements			
79	(382) Computer Hardware			
80	(383) Computer Software			
81	(384) Communication Equipment			
82	(385) Miscellaneous Regional Transmission and Market Operation Plant			
83	(386) Asset Retirement Costs for Regional Transmission and Market Oper			
84	TOTAL Transmission and Market Operation Plant (Total lines 77 thru 83)			
85	6. GENERAL PLANT			
86	(389) Land and Land Rights	2,593,912	5,016,258	
87	(390) Structures and Improvements	24,870,904	11,334,179	
88	(391) Office Furniture and Equipment	9,666,128	2,322,715	
89	(392) Transportation Equipment	8,193,288	8,170,866	
90	(393) Stores Equipment	622,616	97,583	
91	(394) Tools, Shop and Garage Equipment	2,219,739	1,641,738	
92	(395) Laboratory Equipment	1,903,040	2,041,042	
93	(396) Power Operated Equipment	4,970,576	7,503,423	
94	(397) Communication Equipment	7,252,792	7,312,939	
95	(398) Miscellaneous Equipment	139,610	16,986	
96	SUBTOTAL (Enter Total of lines 86 thru 95)	62,432,605	45,457,729	
97	(399) Other Tangible Property			
98	(399.1) Asset Retirement Costs for General Plant			
99	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	62,432,605	45,457,729	
100	TOTAL (Accounts 101 and 106)	1,241,013,218	1,105,660,897	
101	(102) Electric Plant Purchased (See Instr. 8)			
102	(Less) (102) Electric Plant Sold (See Instr. 8)			
103	(103) Experimental Plant Unclassified			

Figura 1. Captura 1 de la empresa 202 (Chugach Electric Association, Inc.)

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Name of Respondent Chugach Electric Association, Inc.		This Report Is: (1) <input checked="" type="checkbox"/> An Original (2) <input type="checkbox"/> A Resubmission	Date of Report (Mo, Da, Yr) 12/31/2020	Year/Period of Report End of 2020/Q4
ELECTRIC OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES (Continued)				
If the amount for previous year is not derived from previously reported figures, explain in footnote.				
Line No.	Account (a)	Amount for Current Year (b)	Amount for Previous Year (c)	
113	3. REGIONAL MARKET EXPENSES			
114	Operation			
115	(575.1) Operation Supervision			
116	(575.2) Day-Ahead and Real-Time Market Facilitation			
117	(575.3) Transmission Rights Market Facilitation			
118	(575.4) Capacity Market Facilitation			
119	(575.5) Ancillary Services Market Facilitation			
120	(575.6) Market Monitoring and Compliance			
121	(575.7) Market Facilitation, Monitoring and Compliance Services			
122	(575.8) Rents			
123	Total Operation (Lines 115 thru 122)			
124	Maintenance			
125	(576.1) Maintenance of Structures and Improvements			
126	(576.2) Maintenance of Computer Hardware			
127	(576.3) Maintenance of Computer Software			
128	(576.4) Maintenance of Communication Equipment			
129	(576.5) Maintenance of Miscellaneous Market Operation Plant			
130	Total Maintenance (Lines 125 thru 129)			
131	TOTAL Regional Transmission and Market Op Exps (Total 123 and 130)			
132	4. DISTRIBUTION EXPENSES			
133	Operation			
134	(580) Operation Supervision and Engineering	2,420,124	1,766,372	
135	(581) Load Dispatching	1,056,074	790,842	
136	(582) Station Expenses	111,403	145,458	
137	(583) Overhead Line Expenses	284,680	146,368	
138	(584) Underground Line Expenses	976,013	655,331	
139	(585) Street Lighting and Signal System Expenses	70,057	24,791	
140	(586) Meter Expenses	354,573	377,057	
141	(587) Customer Installations Expenses	232,546	218,028	
142	(588) Miscellaneous Expenses	2,640,540	2,461,313	
143	(589) Rents	70,436	65,577	
144	TOTAL Operation (Enter Total of lines 134 thru 143)	8,216,446	6,651,137	
145	Maintenance			
146	(590) Maintenance Supervision and Engineering	1,433,315	1,076,442	
147	(591) Maintenance of Structures			
148	(592) Maintenance of Station Equipment	986,942	891,521	
149	(593) Maintenance of Overhead Lines	3,972,058	3,413,984	
150	(594) Maintenance of Underground Lines	2,586,287	1,724,939	
151	(595) Maintenance of Line Transformers	136,502	216,235	
152	(596) Maintenance of Street Lighting and Signal Systems	21,661	31,539	
153	(597) Maintenance of Meters			
154	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	1,561,172	1,216,282	
155	TOTAL Maintenance (Total of lines 146 thru 154)	10,697,937	8,570,942	
156	TOTAL Distribution Expenses (Total of lines 144 and 155)	18,914,383	15,222,079	
157	5. CUSTOMER ACCOUNTS EXPENSES			
158	Operation			
159	(901) Supervision	870,580	762,635	
160	(902) Meter Reading Expenses	97,222	154,306	
161	(903) Customer Records and Collection Expenses	5,374,420	4,569,686	
162	(904) Uncollectible Accounts	641,166	210,492	
163	(905) Miscellaneous Customer Accounts Expenses	436,410	381,339	
164	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	7,419,798	6,078,458	

Figura 2. Captura 2 de la empresa 202 (Chugach Electric Association, Inc.)

Otro ejemplo que se muestra es el de la empresa 68 (CenterPoint Energy Houston Electric, LLC):

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Name of Respondent	This Report Is:	Date of Report	Year/Period of Report	
CenterPoint Energy Houston Electric, LLC	(1) <input checked="" type="checkbox"/> An Original (2) <input type="checkbox"/> A Resubmission	(Mo, Da, Yr) 05/19/2021	End of <u>2020/Q4</u>	
ELECTRIC PLANT IN SERVICE (Account 101, 102, 103 and 106) (Continued)				
Retirements (d)	Adjustments (e)	Transfers (f)	Balance at End of Year (g)	Line No.
				47
			186,550,061	48
65,273			182,264,415	49
11,701,929		10,321,049	1,136,369,652	50
3,132,558			1,063,287,423	51
3,229,987			134,904,627	52
4,962,154			689,863,671	53
			38,232,025	54
3,250			14,946,316	55
2,224,443			133,980,499	56
				57
25,319,594		10,321,049	3,580,398,689	58
				59
			33,460,478	60
57,476			129,338,835	61
8,767,178		-10,321,049	1,297,890,355	62
				63
15,190,612		111,998	944,839,977	64
12,615,885		-108,380	1,111,921,057	65
894,915		-299,127	659,251,154	66
7,255,017		167,995	1,196,119,354	67
34,099,317		127,514	1,506,803,766	68
558,595			219,003,142	69
6,796,707			228,523,621	70
				71
				72
5,114,587			680,928,018	73
80,944			22,818,461	74
91,431,233		-10,321,049	8,030,898,218	75
				76
				77
				78
				79
				80
				81
				82
				83
				84
				85
225,420		-10,424	21,886,490	86
4,552,047		10,424	257,446,316	87
			12,325,599	88
12,368,385		-393,047	157,222,457	89
			439,501	90
44,072			19,545,882	91
771,202			24,575,016	92
2,244,926			26,694,857	93
41,936,791		33,438	563,946,949	94
			12,942,128	95
62,142,843		-359,609	1,097,025,195	96
361,497			-361,497	97
			8,297,580	98
62,504,340		-359,609	1,104,961,278	99
217,242,236		33,843,917	13,085,462,584	100
				101
				102
				103
217,242,236		33,843,917	13,085,462,584	104

FERC FORM NO. 1 (REV. 12-05)

Page 207

- Privileged Data

Figura 3. Captura de la empresa 68 (CenterPoint Energy Houston Electric, LLC)

Dado que, a la fecha esta información está disponible, el análisis del conjunto de empresas listadas anteriormente no estaría correcto. Precisamos que la solicitud sería no utilizar el año 2020.

Comentarios Elektra Noreste S.A.

4.1.3. Información de costos de combustibles referenciada erróneamente

Con respecto a la información de costos de combustibles se ha detectado en las cuentas, según numeración FERC, 501, 518 y 547 se ha extraído datos seguramente por algún error involuntario donde se toma la referencia de cuenta FERC inmediatamente anterior. Por ejemplo:

Para el caso de la empresa ALABAMA POWER COMPANY se tienen los siguientes datos FERC

Name of Respondent		This Report Is:	Date of Report	Year/Period of Report
ALABAMA POWER COMPANY		(1) <input checked="" type="checkbox"/> An Original (2) <input type="checkbox"/> A Resubmission	(Mo, Da, Yr) 12/31/2018	End of 2020/Q4
ELECTRIC OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES				
If the amount for previous year is not derived from previously reported figures, explain in footnote.				
Line No.	Account (a)	Amount for Current Year (b)	Amount for Previous Year (c)	
1	1. POWER PRODUCTION EXPENSES			
2	A. Steam Power Generation			
3	Operation			
4	(500) Operation Supervision and Engineering	11,294,850	12,808,836	
5	(501) Fuel	615,486,853	737,978,253	
6	(502) Steam Expenses	24,896,345	31,206,247	
7	(503) Steam from Other Sources			
8	(Less) (504) Steam Transferred-Cr.			
9	(505) Electric Expenses	5,535,538	5,753,632	
10	(506) Miscellaneous Steam Power Expenses	70,536,544	86,311,401	
11	(507) Rents	3,460,319	3,042,890	
12	(509) Allowances	20,518	44,950	
13	TOTAL Operation (Enter Total of Lines 4 thru 12)	731,230,967	877,146,209	
14	Maintenance			
15	(510) Maintenance Supervision and Engineering	21,499,808	14,426,480	
16	(511) Maintenance of Structures	16,387,172	25,693,839	
17	(512) Maintenance of Boiler Plant	90,001,643	138,977,001	
18	(513) Maintenance of Electric Plant	10,198,926	27,351,143	
19	(514) Maintenance of Miscellaneous Steam Plant	5,300,211	8,147,385	
20	TOTAL Maintenance (Enter Total of Lines 15 thru 19)	143,387,760	214,595,848	
21	TOTAL Power Production Expenses-Steam Power (Entr Tot lines 13 & 20)	874,618,727	1,091,742,057	
22	B. Nuclear Power Generation			
23	Operation			
24	(517) Operation Supervision and Engineering	98,197,454	100,756,314	
25	(518) Fuel	111,314,295	108,277,850	
26	(519) Coolants and Water	816,631	977,874	
27	(520) Steam Expenses	17,984,980	17,768,275	
28	(521) Steam from Other Sources			

Figura 4. Captura de Datos de cuenta FERC ALABAMA

Mientras que en la documentación complementaria compartida con el anexo A se observan los siguientes datos para las cuentas resaltadas:

Concepto	RowLiteral	Valor	Report_year
Costos de Combustible	(501) Fuel	11,294,850	2020
Costos de Combustible	(518) Fuel	98,197,454	2020

Figura 5. Captura de Datos de anexo A

Contrastando ambas imágenes se observa que el dato utilizado para la fila identificada 501 (2020 - 11,294,850) corresponde al dato de la fila 500 "Operation Supervision and Engineering".

Esta situación de diferencias se presenta en las siguientes cuantías dentro de la muestra ASEP:

Año	Concepto	Cuenta	Cantidad empresas con error
2020	Costos de Combustible	(518) Fuel	24
2020	Costos de Combustible	(501) Fuel	87
2020	Costos de Combustible	(547) Fuel	81

Tabla 4. Cantidad empresas con Error

Por lo expuesto, se detecta un error de referenciamiento de las cuentas 501, 518 y 547 para el año 2020. Solicitamos en todo caso que la información de este año sea excluida del análisis.

4.1.4. Diferencias entre valores formulario FERC 1 y los empleados

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Varias cuentas para un conjunto amplio de empresas muestran diferencias entre lo informado por la FERC en su Form 1 y los valores empleados por ASEP. Presumiblemente ello como consecuencia de que ASEP emplea bases de la FERC no actualizadas.

Las cuentas que presentan diferencias son:

Año	Concepto	Cuenta	Cantidad empresas afectadas
2020	Venta de Energía Otras [MWh]	(448) Interdepartmental Sales	27
2018	Venta de Energía Otras [MWh]	(448) Interdepartmental Sales	28
2019	Venta de Energía Otras [MWh]	(448) Interdepartmental Sales	28
	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	2 (ID 80, 191)
	Costo Salarios D	Distribution (Enter Total of lines 6 and 16)	132
	Costo Salarios C	Customer Accounts (Transcribe from line 7)	135
	Costo Salarios C	Customer Service and Informational (Transcribe from line 8)	121
	Costo Salarios Ad	Administrative and General (Enter Total of lines 10 and 17)	161
	Costo Salarios Totales Elect	TOTAL Oper. and Maint. (Total of lines 20 thru 27)	162
	Costo Salarios Otras cuentas	TOTAL Other Accounts	135
	Costo Salarios Totales	TOTAL SALARIES AND WAGES	165
	Costo Salarios C	Sales (Transcribe from line 9)	59
	Costo Salarios Payroll	Payroll	97

Tabla 5. Cantidad empresas con Error

Como se observa, estas diferencias se concentran en:

- Los costos salariales de 2019
- Las ventas interdepartamentales en 2018 a 2020¹

A modo de ejemplo, se presentan los valores correspondientes a la empresa ALABAMA POWER COMPANY de la página de DISTRIBUTION OF SALARIES AND WAGES.

¹ Aun cuando objetamos el uso de este año como referencia, nos permitimos hacer las observaciones indicadas.

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Name of Respondent ALABAMA POWER COMPANY		This Report Is: (1) <input checked="" type="checkbox"/> An Original (2) <input type="checkbox"/> A Resubmission		Date of Report (Mo, Da, Yr) 12/31/2018	Year/Period of Report End of 2019/Q4
DISTRIBUTION OF SALARIES AND WAGES					
Report below the distribution of total salaries and wages for the year. Segregate amounts originally charged to clearing accounts to Utility Departments, Construction, Plant Removals, and Other Accounts, and enter such amounts in the appropriate lines and columns provided. In determining this segregation of salaries and wages originally charged to clearing accounts, a method of approximation giving substantially correct results may be used.					
Line No.	Classification (a)	Direct Payroll Distribution (b)	Allocation of Payroll charged for Clearing Accounts (c)	Total (d)	
1	Electric				
2	Operation				
3	Production	87,102,231			
4	Transmission	9,616,941			
5	Regional Market				
6	Distribution	40,709,527			
7	Customer Accounts	56,277,418			
8	Customer Service and Informational	31,040,651			
9	Sales	2,360,519			
10	Administrative and General	57,170,493			
11	TOTAL Operation (Enter Total of lines 3 thru 10)	284,277,780			
12	Maintenance				
13	Production	46,840,844			
14	Transmission	9,606,854			
15	Regional Market				
16	Distribution	47,606,172			
17	Administrative and General	23,244			
18	TOTAL Maintenance (Total of lines 13 thru 17)	104,077,114			
19	Total Operation and Maintenance				
20	Production (Enter Total of lines 3 and 13)	133,943,075			
21	Transmission (Enter Total of lines 4 and 14)	19,223,795			
22	Regional Market (Enter Total of Lines 5 and 15)				
23	Distribution (Enter Total of lines 6 and 16)	88,315,699			
24	Customer Accounts (Transcribe from line 7)	56,277,418			
25	Customer Service and Informational (Transcribe from line 8)	31,040,651			
26	Sales (Transcribe from line 9)	2,360,519			
27	Administrative and General (Enter Total of lines 10 and 17)	57,193,737			
28	TOTAL Oper. and Maint. (Total of lines 20 thru 27)	388,354,894	34,695,929		423,050,823
29	Gas				
30	Operation				
31	Production-Manufactured Gas				
32	Production-Nat. Gas (Including Expl. and Dev.)				
33	Other Gas Supply				
34	Storage, LNG Terminaling and Processing				
35	Transmission				
36	Distribution				
37	Customer Accounts				
38	Customer Service and Informational				
39	Sales				
40	Administrative and General				
41	TOTAL Operation (Enter Total of lines 31 thru 40)				
42	Maintenance				
43	Production-Manufactured Gas				
44	Production-Natural Gas (Including Exploration and Development)				
45	Other Gas Supply				
46	Storage, LNG Terminaling and Processing				
47	Transmission				

FERC FORM NO. 1 (ED. 12-88)

Page 354

- Privileged Data

Figura 6. Captura de Datos valores de la empresa ALABAMA POWER COMPANY

Mientras que el valor informado por la ASEP es el siguiente:

Concepto	RowLiteral	Valor	Report_ye
Costo Salarios D	Distribution (Enter Total of lines 6 and 16)	83,148,454	2019
Row_num	Report_p	respondent_id	Tabla
23	12	2	f1_slry_wg_dstrbtn
			drct_pyr_dstrbt

Figura 7. Captura de Datos de anexo A

Comentarios Elektra Noreste S.A.

4.1.5. Actualización de datos 2017

Aun cuando objetamos la utilización de información del año 2017 como datos de referencia, nos permitimos hacer algunas precisiones sobre la información publicada.

Cuatro empresas presentan diferencias en cuentas de costos de distribución en 2017. Estas empresas son:

ID	Empresa
12	Black Hills Power, Inc.
170	Tampa Electric Company
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP

Tabla 6. Cantidad empresas con diferencias en costos de distribución

Las cuentas con diferencias corresponden a costos de O&M de distribución:

Concepto	Cuenta
Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering
Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching
Costos OyM (D)	(582) Station Expenses
Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses
Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses
Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses
Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses
Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering
Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment
Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines
Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines
Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers
Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant

Tabla 7 Cantidad empresas con diferencias en costos de O&M

A modo de ejemplo, la información (extraída del formulario más reciente de la FERC) para la empresa 12 (Black Hills Power, Inc.) es:

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Name of Respondent Black Hills Power, Inc.	This Report Is: (1) <input type="checkbox"/> An Original (2) <input checked="" type="checkbox"/> A Resubmission	Date of Report (Mo, Da, Yr) 10/29/2019	Year/Period of Report End of 2017/Q4
ELECTRIC OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES (Continued)			
If the amount for previous year is not derived from previously reported figures, explain in footnote.			
Line No.	Account (a)	Amount for Current Year (b)	Amount for Previous Year (c)
113	3. REGIONAL MARKET EXPENSES		
114	Operation		
115	(575.1) Operation Supervision		
116	(575.2) Day-Ahead and Real-Time Market Facilitation		
117	(575.3) Transmission Rights Market Facilitation		
118	(575.4) Capacity Market Facilitation		
119	(575.5) Ancillary Services Market Facilitation		
120	(575.6) Market Monitoring and Compliance		
121	(575.7) Market Facilitation, Monitoring and Compliance Services		
122	(575.8) Rents		
123	Total Operation (Lines 115 thru 122)		
124	Maintenance		
125	(576.1) Maintenance of Structures and Improvements		
126	(576.2) Maintenance of Computer Hardware		
127	(576.3) Maintenance of Computer Software		
128	(576.4) Maintenance of Communication Equipment		
129	(576.5) Maintenance of Miscellaneous Market Operation Plant		
130	Total Maintenance (Lines 125 thru 129)		
131	TOTAL Regional Transmission and Market Op Exps (Total 123 and 130)		
132	4. DISTRIBUTION EXPENSES		
133	Operation		
134	(580) Operation Supervision and Engineering	984,518	1,247,347
135	(581) Load Dispatching	290,253	228,690
136	(582) Station Expenses	534,792	501,341
137	(583) Overhead Line Expenses	458,176	304,990
138	(584) Underground Line Expenses	345,959	239,965
139	(585) Street Lighting and Signal System Expenses		474
140	(586) Meter Expenses	615,246	510,224
141	(587) Customer Installations Expenses	379	370
142	(588) Miscellaneous Expenses	2,183,409	1,601,187
143	(589) Rents	14,717	15,685
144	TOTAL Operation (Enter Total of lines 134 thru 143)	5,427,449	4,650,273
145	Maintenance		
146	(590) Maintenance Supervision and Engineering	6,965	733
147	(591) Maintenance of Structures		
148	(592) Maintenance of Station Equipment	112,520	89,786
149	(593) Maintenance of Overhead Lines	4,991,234	3,615,369
150	(594) Maintenance of Underground Lines	353,771	305,384
151	(595) Maintenance of Line Transformers	48,641	34,485
152	(596) Maintenance of Street Lighting and Signal Systems	124,275	167,712
153	(597) Maintenance of Meters	49,594	84,735
154	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	115,062	59,398
155	TOTAL Maintenance (Total of lines 146 thru 154)	5,802,062	4,357,602
156	TOTAL Distribution Expenses (Total of lines 144 and 155)	11,229,511	9,007,875

Figura 8. Captura de Datos para la empresa 12 (Black Hills Power, Inc.)

Mientras que la información empleada por ASEP para esta empresa es:

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Concepto	RowLiteral	Valor	Report_ye	Row_numt	Report_r	respondent_ic
Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	1 274 990	2017	134	12	12
Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	389 612	2017	135	12	12
Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	667 155	2017	136	12	12
Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	528 737	2017	137	12	12
Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	378 209	2017	138	12	12
Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	490	2017	141	12	12
Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	2 346 236	2017	142	12	12
Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	7 837	2017	146	12	12
Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	131 515	2017	148	12	12
Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	5 262 798	2017	149	12	12
Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	411 027	2017	150	12	12
Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	60 142	2017	151	12	12
Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	146 848	2017	154	12	12

Figura 9. Captura de Datos de anexo A

Por lo anterior, la información 2017 de las empresas y cuentas indicadas no estarían correctas. Solicitamos en todo caso que dicha información sea excluida de los correspondientes análisis.

4.1.6. Datos triplicados de O&M de empresa 62

Aun cuando no estamos a favor de considerar información del año 2020, presentamos nuestras consideraciones en este punto.

ASEP triplica costos operativos de la empresa 62 (Gulf Power Company) en diferentes años. La siguiente imagen muestra algunos ejemplos obtenidos de la hoja "BD Ajust." Correspondientes a 2020 (aunque lo señalado es válido para los restantes años):

Concepto	RowLiteral	Valor	Report_ye	Row_numt	Report_r	respondent_ic	Tabla	Col
35211 Costos OyM (D)	(588) Overhead Line Expenses	3 109 922	2020	137	12	62	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
35236 Costos OyM (D)	(588) Overhead Line Expenses	3 109 922	2020	137	12	62	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
35261 Costos OyM (D)	(588) Overhead Line Expenses	3 109 922	2020	137	12	62	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt

Concepto	RowLiteral	Valor	Report_ye	Row_numt	Report_r	respondent_ic	Tabla	Col
35219 Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	13 819 277	2020	149	12	62	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
35244 Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	13 819 277	2020	149	12	62	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
35269 Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	13 819 277	2020	149	12	62	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt

Figura 10. Captura de Datos de anexo A

En virtud de lo anterior se presenta un error de la base de datos de la FERC los valores duplicados de la empresa 62. Solicitamos no considerar en todo caso la información del año 2020.

4.1.7. Valor negativo en Costos Administración en empresa 42 en 2020

Aun cuando objetamos la utilización de información del año 2020 como datos de referencia, nos permitimos hacer algunas precisiones sobre la información publicada.

ASEP obtiene costos de administración ajustados negativos para la empresa 42 (The Dayton Power and Light Company) en 2020. Ello es debido a que el costo de combustible empleado en la fórmula de cálculo de estos costos tiene un valor inusualmente alto (posiblemente el valor está multiplicado por 1000), como se ve en la siguiente imagen:

Concepto	RowLiteral	Valor	Report_ye	Row_numt	Report_r	respondent_ic	Costos de Comb	ValorAj
36588 Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 19	73 522 883	2020	197	12	42	2 543 250 842	- 4 161 113

Figura 11. Captura de Datos de anexo A

Comentarios Elektra Noreste S.A.

En realidad, el costo de combustible es mucho menor para dicho año:

Name of Respondent The Dayton Power and Light Company		This Report Is: (1) <input checked="" type="checkbox"/> An Original (2) <input type="checkbox"/> A Resubmission	Date of Report (Mo, Da, Yr) 04/16/2021	Year/Period of Report End of 2020/Q4
ELECTRIC OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES				
If the amount for previous year is not derived from previously reported figures, explain in footnote.				
Line No.	Account (a)	Amount for Current Year (b)	Amount for Previous Year (c)	
1	1. POWER PRODUCTION EXPENSES			
2	A. Steam Power Generation			
3	Operation			
4	(500) Operation Supervision and Engineering			
5	(501) Fuel	1,602,648		2,525,648
6	(502) Steam Expenses			
7	(503) Steam from Other Sources			
8	(Less) (504) Steam Transferred-Cr.			
9	(505) Electric Expenses			
10	(506) Miscellaneous Steam Power Expenses	89,049		107,106
11	(507) Rents			
12	(509) Allowances			
13	TOTAL Operation (Enter Total of Lines 4 thru 12)	1,691,697		2,632,754

Figura 12. Captura de Datos de la empresa Dayton Power and Light Company

En virtud de lo anterior se presenta un error en los costos de combustibles que afecta el análisis. Solicitamos no considerar en todo caso la información del año 2020.

4.1.8. Costos O&M Transmisión (24-115kV)

Los costos de O&M asociados a activos de transmisión 24-115kV requieren, en muchos casos, para su extracción de una revisión individual e incluso manual. Como consecuencia de lo anterior, observamos que los datos extraídos por ASEP en algunos casos no son correctos.

Como ilustración se muestra el caso de ALABAMA POWER COMPANY 2020:

respondent_id	Report_year	Valor ASEP	Valor Correcto
2	2020	73 685 466	33 297 859

Tabla 8. Costos de O&M de ALABAMA POWER COMPANY

La siguiente imagen del visualizador de datos de la FERC muestra el valor correcto:

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Name of Respondent ALABAMA POWER COMPANY		This Report Is: (1) <input checked="" type="checkbox"/> An Original (2) <input type="checkbox"/> A Resubmission		Date of Report (Mo, Da, Yr) 12/31/2020		Year/Period of Report End of 2020/Q4		
TRANSMISSION LINE STATISTICS								
<p>1. Report information concerning transmission lines, cost of lines, and expenses for year. List each transmission line having nominal voltage of 132 kilovolts or greater. Report transmission lines below these voltages in group totals only for each voltage.</p> <p>2. Transmission lines include all lines covered by the definition of transmission system plant as given in the Uniform System of Accounts. Do not report substation costs and expenses on this page.</p> <p>3. Report data by individual lines for all voltages if so required by a State commission.</p> <p>4. Exclude from this page any transmission lines for which plant costs are included in Account 121, Nonutility Property.</p> <p>5. Indicate whether the type of supporting structure reported in column (e) is: (1) single pole wood or steel; (2) H-frame wood, or steel poles; (3) tower; or (4) underground construction. If a transmission line has more than one type of supporting structure, indicate the mileage of each type of construction by the use of brackets and extra lines. Minor portions of a transmission line of a different type of construction need not be distinguished from the remainder of the line.</p> <p>6. Report in columns (f) and (g) the total pole miles of each transmission line. Show in column (f) the pole miles of line on structures the cost of which is reported for the line designated; conversely, show in column (g) the pole miles of line on structures the cost of which is reported for another line. Report pole miles of line on leased or partly owned structures in column (g). In a footnote, explain the basis of such occupancy and state whether expenses with respect to such structures are included in the expenses reported for the line designated.</p>								
Line No.	DESIGNATION		VOLTAGE (KV) (Indicate where other than 60 cycle, 3 phase)		Type of Supporting Structure (e)	LENGTH (Pole miles) (In the case of underground lines report circuit miles)		Number Of Circuits (h)
	From (a)	To (b)	Operating (c)	Designed (d)		On Structure of Line Designated (f)	On Structures of Another Line (g)	
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11	500 KV							
12	230 KV							
13	161 KV							
14	115 KV							
15	44 KV							
16								

Figura 13. Captura 1 de Datos de la empresa ALABAMA POWER COMPANY

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Name of Respondent ALABAMA POWER COMPANY		This Report Is: (1) <input checked="" type="checkbox"/> An Original (2) <input type="checkbox"/> A Resubmission		Date of Report (Mo, Da, Yr) 12/31/2020	Year/Period of Report End of 2020/Q4			
TRANSMISSION LINE STATISTICS (Continued)								
<p>7. Do not report the same transmission line structure twice. Report Lower voltage Lines and higher voltage lines as one line. Designate in a footnote if you do not include Lower voltage lines with higher voltage lines. If two or more transmission line structures support lines of the same voltage, report the pole miles of the primary structure in column (f) and the pole miles of the other line(s) in column (g)</p> <p>8. Designate any transmission line or portion thereof for which the respondent is not the sole owner. If such property is leased from another company, give name of lessor, date and terms of Lease, and amount of rent for year. For any transmission line other than a leased line, or portion thereof, for which the respondent is not the sole owner but which the respondent operates or shares in the operation of, furnish a succinct statement explaining the arrangement and giving particulars (details) of such matters as percent ownership by respondent in the line, name of co-owner, basis of sharing expenses of the Line, and how the expenses borne by the respondent are accounted for, and accounts affected. Specify whether lessor, co-owner, or other party is an associated company.</p> <p>9. Designate any transmission line leased to another company and give name of Lessee, date and terms of lease, annual rent for year, and how determined. Specify whether lessee is an associated company.</p> <p>10. Base the plant cost figures called for in columns (j) to (l) on the book cost at end of year.</p>								
Size of Conductor and Material (i)	COST OF LINE (Include in Column (j) Land, Land rights, and clearing right-of-way)			EXPENSES, EXCEPT DEPRECIATION AND TAXES				Line No.
	Land (j)	Construction and Other Costs (k)	Total Cost (l)	Operation Expenses (m)	Maintenance Expenses (n)	Rents (o)	Total Expenses (p)	
								1
								2
								3
								4
								5
								6
								7
								8
								9
								10
	16,824,098	131,133,874	147,957,972	453,197	926,325	95,690	1,475,212	11
0	70,422,903	707,980,711	778,403,614	2,265,985	4,631,627	478,449	7,376,061	12
0	5,141,601	81,508,656	86,650,257	453,197	926,326	95,690	1,475,213	13
0	141,632,920	1,599,287,103	1,740,920,023	5,891,561	12,042,230	1,243,967	19,177,758	14
0	25,099,831	633,637,226	658,737,057	6,845,993	7,274,108		14,120,101	15
								16

Figura 14. Captura 2 de Datos de la empresa ALABAMA POWER COMPANY

En el caso de que no se cuente con el detalle por nivel de tensión de los costos de O&M, solicitamos se aplique el procedimiento empleado en la RT anterior.

Por lo anterior, sugerimos que se revisen los costos de O&M de activos de transmisión (24-115kV) de acuerdo con lo expresado previamente.

5. Variables Explicativas y Ecuaciones de Eficiencia

En la propuesta de la ASEP se presentan ecuaciones eficientes que utilizan como variables explicativas cantidad de clientes, demanda, longitud de red, costos eficientes de operación y mantenimiento y costos eficientes de comercialización. Con la excepción de las variables cantidad de clientes y demanda, las otras variables utilizadas en la propuesta no forman parte de las variables declaradas en la versión vigente del TITULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA por lo cual supone un incumplimiento de la regulación vigente.

Adicional y en términos generales, consideramos que cualquier propuesta de cambio con respecto a variables explicativas debe, luego de una amplia discusión y análisis de manera explícita y anticipada, estipularse con aplicación posterior, por la transparencia que otorga a todos los actores dentro del sector de distribución

De igual forma, es importante señalar que las variables explicativas vigentes: clientes y demanda, han sido y son estadísticamente consistentes siendo claros impulsores del comportamiento del mercado, por lo que han demostrado su utilidad para determinar los costos eficientes.

Comentarios Elektra Noreste S.A.

A continuación, y de manera más específica, presentamos algunos criterios técnicos que consideramos impiden el uso de las variables adicionales propuestas, los cuales ampliamos a continuación:

5.1. Variable Longitud de Red

Aun cuando la variable Longitud de Red presupone una métrica útil para modelar las características de las empresas distribuidoras utilizadas como comparación, consideramos que no se puede perder de vista que cualquier variable a ser utilizada como descriptiva de un conjunto de empresas debe contar con la rigurosidad metodológica que soporte su construcción. El abordaje presentado actualmente es insuficiente considerando que el análisis propuesto por la ASEP recurre, por falta de datos, a diversas estimaciones, ajustes o proyecciones de la longitud de red aérea y subterránea de empresas de la FERC.

Si bien se expone que la información se obtiene de fuentes públicas, es muy importante señalar que no se tiene garantía de que la información sea consistente, auditada o que surja de criterios preestablecidos de cálculo (como es el caso de la información contenida en los formularios F1 de la FERC o indicadores de calidad publicados por EIA) y dejando la ambigüedad sobre el tipo de red incluida o incluso la forma en que son medidos los tramos.

Adicional a esto se presenta en la propuesta una serie de pasos de ajuste a los datos necesarios por la poca disponibilidad de datos encontrada. Estos ajustes en algunos casos significan la realización de extrapolaciones de datos fuera del periodo en cuestión, o estimaciones con base en costos promedios por zonas de referencia.

Por otro lado, la información es incompleta, no contándose con información para todas las empresas ni para todos los años. Aproximadamente, el 30% de las empresas no cuenta con información de longitud de red (ni total o desagregada en aérea y subterránea). Aparte de lo señalado, la información obtenida no corresponde a datos dentro del periodo 2017-2020, al cual corresponden los datos FERC. Si lo comparamos con la información obtenida desde las bases de datos FERC se tiene un gran contraste en términos de calidad de información.

Por lo tanto, **objetamos** el uso de esta información en la forma presentada por no contar con un origen de información auditada por un organismo oficial construida con una metodología homologada.

Aunado a los criterios técnicos que desde nuestra óptica invalidan el uso del dato, queremos señalar que dada la poca completitud de información en la propuesta presentada, ASEP realiza procedimientos para estimar la longitud de red de las empresas sin información y/o completar años faltantes en el caso de empresas con datos de un año. Estos procedimientos para estimar la red muestran una serie de inconsistencias procedimentales que señalamos a continuación:

- En primer lugar, el costo por km para el total de la red de la empresa no se encuentra comprendido entre el costo por km de la red aérea y el costo por km de la red subterránea.
- En segundo lugar, se estiman kilómetros de redes subterráneas en empresas que, de acuerdo con la información recopilada por ASEP, no cuentan con redes subterráneas

ID	Empresa	km 2020 ajustada			Estimación km 2020		
		Total	Aéreo	Subterránea	Total	Aéreo	Subterránea
6	Appalachian Power Company	79 654	79 654	0	81 894	79 654	2 240
46	Duquesne Light Company	42 539	42 539	0	45 562	42 539	3 023
73	Indiana Michigan Power Company	32 466	32 466	0	37 194	32 466	4 727
81	Kentucky Power Company	17 383	17 383	0	17 760	17 383	377
83	Kingsport Power Company	2 095	2 095	0	2 445	2 095	350
127	Ohio Power Company	68 211	68 211	0	81 013	68 211	12 802
138	PPL Electric Utilities Corporation	55 572	55 572	0	60 260	55 572	4 688
148	Public Service Company of Oklahoma	28 414	28 414	0	32 652	28 414	4 238

Comentarios Elektra Noreste S.A.

ID	Empresa	km 2020 ajustada			Estimación km 2020		
		Total	Aéreo	Subterránea	Total	Aéreo	Subterránea
164	Southwestern Electric Power Company	42 137	42 137	0	45 077	42 137	2 941
170	Tampa Electric Company	9 954	9 954	0	22 434	9 954	12 480
192	Wheeling Power Company	2 641	2 641	0	3 182	2 641	541
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	2 103	2 103	0	2 886	2 103	783

Tabla 9. Inconsistencia en redes subterráneas

- En tercer lugar, la red total ajustada a 2020 no coincide con la suma de la red aérea y subterránea estimada para el año 2020, siendo en algunos casos las diferencias muy significativas:

ID	Empresa	Longitud total ajustada a 2020	Suma de longitud aérea y subterránea estimada 2020	Dif. %
2	ALABAMA POWER COMPANY	136 850	86 783	37%
3	Alaska Electric Light and Power Company	300	488	-63%
6	Appalachian Power Company	79 654	81 894	-3%
7	Arizona Public Service Company	55 364	54 031	2%
8	Entergy Arkansas, Inc.	64 275	51 624	20%
9	Atlantic City Electric Company	16 026	16 150	-1%
22	Cleco Power LLC	19 565	29 714	-52%
27	Duke Energy Ohio, Inc.	30 977	30 512	2%
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	52 995	30 628	42%
32	Commonwealth Edison Company	174 524	239 226	-37%
44	DTE Electric Company	85 878	87 885	-2%
46	Duquesne Light Company	42 539	45 562	-7%
56	Florida Power & Light Company	197 145	242 494	-23%
57	Georgia Power Company	124 121	105 608	15%
62	Gulf Power Company	22 661	23 022	-2%
70	Idaho Power Company	45 998	12 194	73%
73	Indiana Michigan Power Company	32 466	37 194	-15%
74	Indianapolis Power & Light Company	20 336	19 216	6%
77	Jersey Central Power & Light Company	38 171	39 134	-3%
81	Kentucky Power Company	17 383	17 760	-2%
83	Kingsport Power Company	2 095	2 445	-17%
93	Massachusetts Electric Company	117 536	33 870	71%
95	MDU Resources Group, Inc.	7 764	3 236	58%
96	Metropolitan Edison Company	29 752	23 577	21%
98	ALLETE, Inc.	10 215	5 833	43%
114	Entergy New Orleans, Inc.	2 296	9 712	-323%
117	Niagara Mohawk Power Corporation	117 536	51 818	56%
120	Northern States Power Company (Minnesota)	129 417	44 433	66%
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	43 865	9 696	78%

Comentarios Elektra Noreste S.A.

ID	Empresa	Longitud total ajustada a 2020	Suma de longitud aérea y subterránea estimada 2020	Dif. %
126	Ohio Edison Company	109 598	42 454	61%
127	Ohio Power Company	68 211	81 013	-19%
130	Oklahoma Gas and Electric Company	61 084	62 244	-2%
135	PECO Energy Company	34 631	35 075	-1%
136	Pennsylvania Electric Company	44 134	34 172	23%
137	Pennsylvania Power Company	21 096	6 923	67%
138	PPL Electric Utilities Corporation	55 572	60 260	-8%
141	Portland General Electric Company	44 216	40 597	8%
142	THE POTOMAC EDISON COMPANY	32 639	16 551	49%
145	Public Service Company of Colorado	121 158	51 616	57%
148	Public Service Company of Oklahoma	28 414	32 652	-15%
155	San Diego Gas & Electric Company	25 396	26 198	-3%
161	Southern California Edison Company	135 233	138 856	-3%
164	Southwestern Electric Power Company	42 137	45 077	-7%
166	Southwestern Public Service Company	35 719	21 469	40%
170	Tampa Electric Company	9 954	22 434	-125%
175	Toledo Edison Company, The	30 626	14 642	52%
176	Tucson Electric Power Company	12 167	19 292	-59%
177	UNION ELECTRIC COMPANY	53 144	52 844	1%
181	Upper Peninsula Power Company	5 313	1 398	74%
187	Avista Corporation	30 721	13 699	55%
188	WEST PENN POWER COMPANY	38 734	23 263	40%
192	Wheeling Power Company	2 641	3 182	-20%
193	Wisconsin Electric Power Company	113 666	60 432	47%
195	Wisconsin Public Service Corporation	33 483	14 734	56%
309	NSTAR Electric Company	30 927	31 318	-1%
315	Entergy Texas, Inc.	20 067	28 605	-43%
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	2 103	2 886	-37%
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	5 023	3 803	24%

Tabla 10. Inconsistencia en Red Total

Por las razones anteriormente expuestas, **ENSA rechaza el uso actual de la variable “Longitud de Red” como variable de referencia para las empresas comparadoras**, y por tanto su utilización como variable explicativa comparadora a ser utilizada en el cálculo de reconocimiento eficiente a empresas distribuidoras y comercializadoras.

5.2. Variable Momento Eléctrico

Notamos que en la propuesta presentada por ASEP, las ecuaciones para los activos eficientes de Distribución y costos de operación son expresados en función de una nueva variable explicativa llamada Momento Eléctrico, calculada como el producto de la demanda máxima por la longitud total de la red. Consistente con lo ya mencionado, y apuntando a mantener una estabilidad regulatoria entre los métodos de cálculo para todos los participantes del segmento de distribución, así como también lo ya argumentado sobre las observaciones técnicas

Comentarios Elektra Noreste S.A.

con respecto al dato longitud de red y ajustes realizados, nos lleva a solicitar que la variable Momento Eléctrico, al tener relación matemática directa con la variable Longitud de Red, no sea considerada en las ecuaciones de eficiencia, por los problemas de representatividad que utilizarla introduciría al modelo.

Aparte de la descalificación de la variable, dado en este caso particular tiene como origen una variable con poca calidad como lo es la Longitud de Red, consideramos de forma superior que no es una variable que explique adecuadamente los costos o el valor de los activos, ni para la presente revisión ni a futuro, por las siguientes razones:

- No existe una relación clara entre los activos de distribución, los costos de OYM y la variable Momento Eléctrico. Las siguientes figuras de dispersión estadística muestran la relación de los costos y activos de distribución con el Momento Eléctrico de las empresas comparadoras preseleccionadas por ASEP:

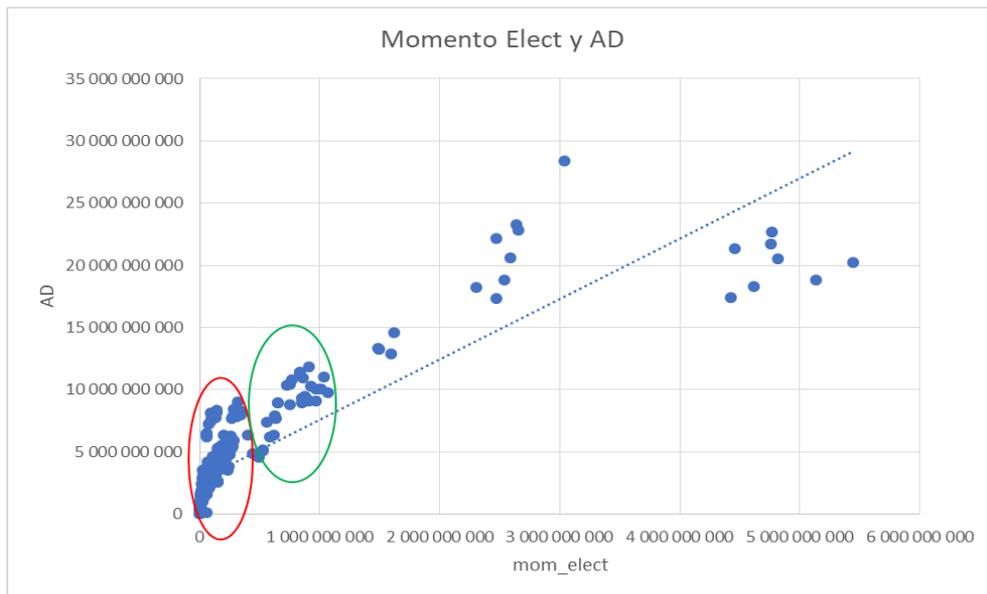


Figura 15. Comparación Momento Eléctrico versus Activo de Distribución

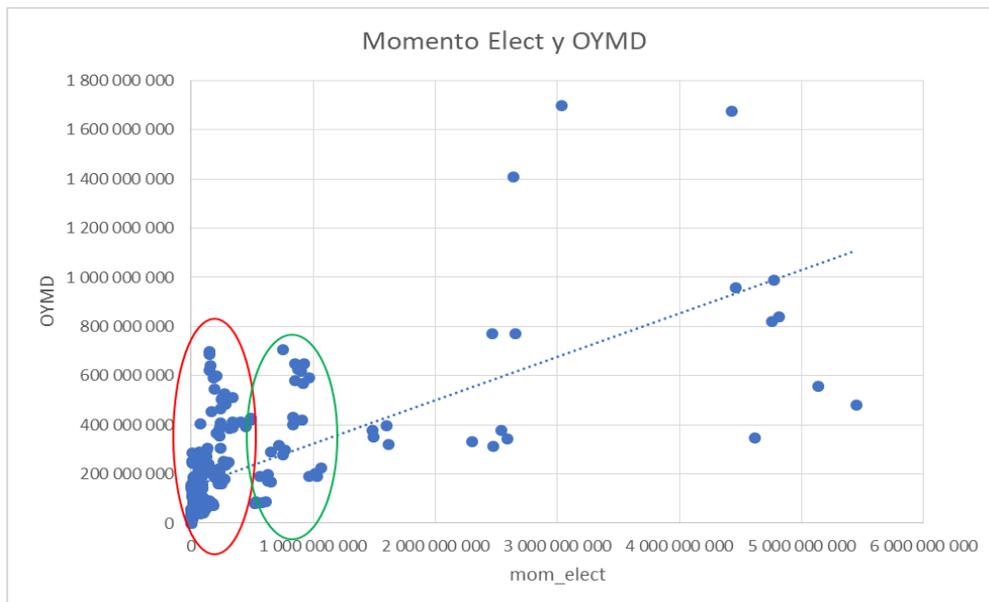


Figura 16. Comparación Momento Eléctrico versus OYM de Distribución

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Las imágenes muestran conjuntos de empresas con momentos eléctricos similares, pero con una gran disparidad de costos y activos de distribución.

En contraste realizando el mismo ejercicio gráfico entre los activos de distribución, los costos de OYM y la variable Demanda se visualiza que existe una relación más clara entre los costos y activos de distribución con la demanda máxima (la variable utilizada en las revisiones tarifarias previas).

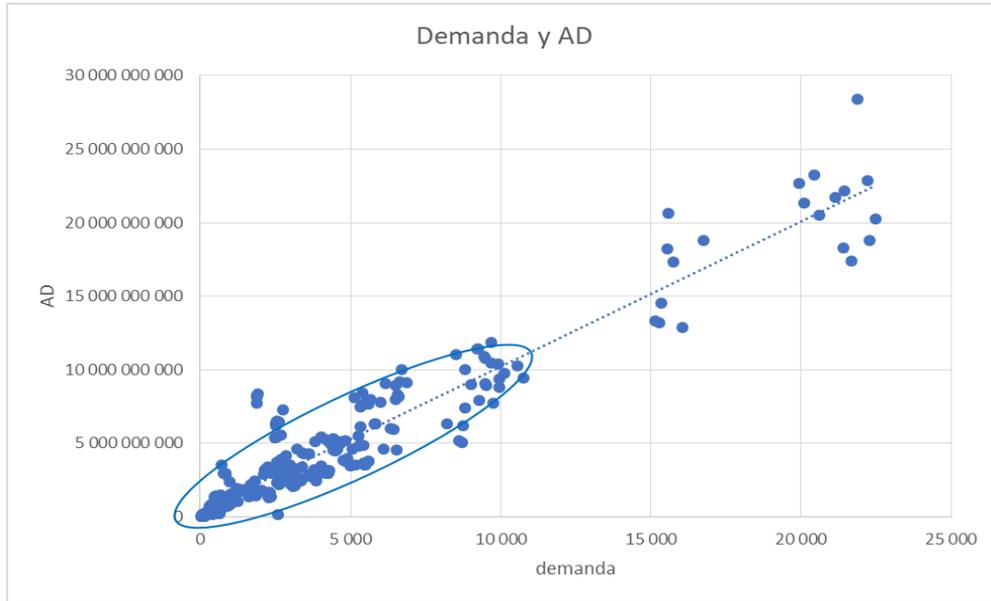


Figura 17. Comparación Demanda versus Activo de Distribución

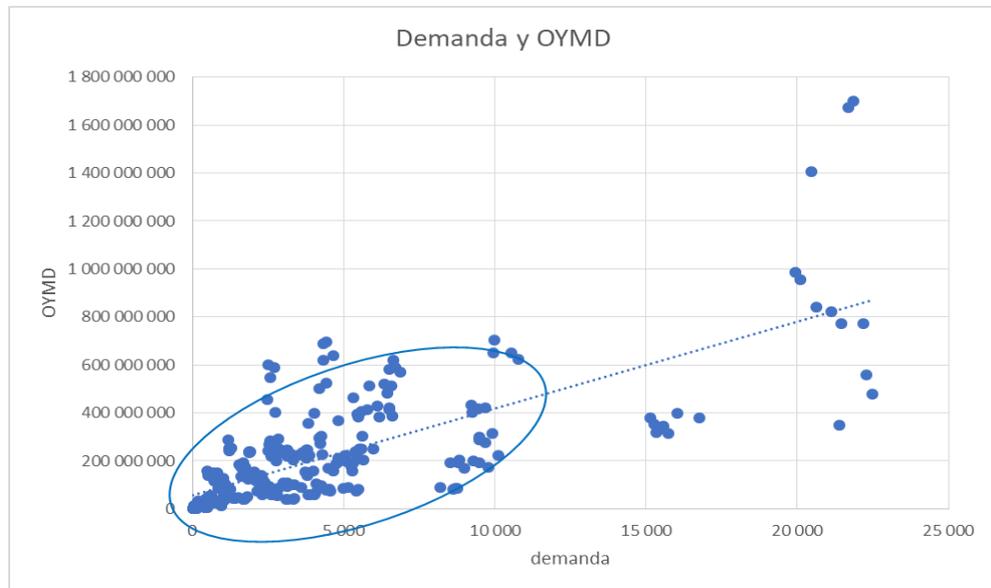


Figura 18. Comparación Demanda versus OYM de Distribución

La situación que observamos desde ENSA con la variable momento eléctrico está relacionado con que al ser un producto de dos variables puede darse el caso de 2 o más empresas que pueden tener el mismo momento eléctrico, pero corresponder a empresas con características muy diferentes.

Por ejemplo: una empresa puede tener una gran extensión de red y una demanda baja (ratio demanda/km bajo) y otra empresa, por el contrario, ser de escasa longitud y una elevada demanda (ratio demanda/km alto).

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Según la ecuación de costos de OYM de distribución ambas empresas deberían tener los mismos costos, lo cual es poco plausible teniendo en cuenta las características de ambas empresas. La siguiente tabla muestra empresas comparadoras que presentan momentos eléctricos similares, pero reflejan características muy disímiles entre sí, con lo cual se pierde por completo la posibilidad de cubrir “el supuesto de eficiencia que tiene por base el desempeño reciente de empresas reales similares” consignado en el Artículo 101 de la Ley 6.

ID	Caso	Momento eléctrico	Demanda Max (MW)	Longitud red (km)	MW/km	OYMD	AD
167	1	47 696	123	387	0.32	1 221 607	53 597 793
54		58 866	76	777	0.10	13 764 313	162 949 986
95	2	1 847 383	566	3 263	0.17	51 510 499	692 405 680
288		2 308 208	374	6 171	0.06	25 705 858	806 087 730
178	3	5 542 895	709	7 819	0.09	34 097 411	611 421 498
98		5 965 267	1 010	5 909	0.17	114 172 667	928 401 964
195	4	21 273 361	1 631	12 998	0.13	180 105 065	1 869 839 673
27		22 735 654	792	28 790	0.03	117 779 475	3 086 383 825
157	5	29 468 758	1 745	16 882	0.10	43 571 886	2 224 087 151
42		29 827 014	2 434	12 289	0.20	97 459 165	2 508 205 454
143	6	94 420 463	5 385	17 536	0.31	204 545 039	7 806 019 727
73		96 530 893	2 773	34 758	0.08	231 117 158	2 473 274 477
30	7	128 292 607	4 241	30 255	0.14	273 794 366	3 082 127 159
443		138 099 174	1 888	73 131	0.03	237 428 020	8 132 076 473
159	8	175 825 145	4 503	39 047	0.12	78 336 432	4 556 204 051
127		185 172 106	2 563	72 297	0.04	548 242 008	5 687 040 741
134	9	859 283 874	9 397	91 411	0.10	417 949 473	11 388 183 252
41		906 973 435	6 681	135 744	0.05	589 805 386	9 312 683 546
45	10	2 476 186 856	15 904	155 765	0.10	342 595 542	18 747 540 304
161		2 697 855 831	21 491	125 561	0.17	1 161 990 348	24 181 730 181

Tabla 11. Inconsistencia en Red Total²

5.3. Ecuaciones de Eficiencia para Activos y Costos de OYM de distribución

ASEP estima los costos de OYM de distribución como función exclusivamente del momento eléctrico y los activos de distribución como función del momento eléctrico y los clientes afirmando que presentaron un buen desempeño. Sin embargo, ya se ha indicado inconsistencias que resultan de la implementación de estos nuevos criterios.

Por lo tanto, solicitamos se mantenga la misma especificación funcional empleada en anteriores revisiones tarifarias.

5.4. Ecuación de Costos de Administración ADM

ASEP emplea como variables explicativas de los costos de administración los costos de OYM de distribución y los costos de comercialización, que consideramos esta forma funcional como inadecuada por los siguientes motivos:

² Nota: los valores corresponden a promedios 2017-2020

- Los costos de OYM de distribución y costos de comercialización desde el punto de vista conceptual y econométrico son variables endógenas ya que dentro del modelo dependen de variables exógenas como la demanda o los clientes. Utilizar estas variables como insumos para el cálculo de costos de administración genera, desde el punto de vista econométrico, problemas de endogeneidad cuyo principal problema es introducir sesgo en los coeficientes estimados. Se evita este problema de endogeneidad si se consideran las variables exógenas (clientes, por ejemplo) que explican tanto los costos de administración como los de comercialización y los de OYM de distribución.
- Para determinar los costos eficientes de administración no se puede emplear las proyecciones de costos eficientes de OYM de distribución y comercialización, porque se estaría aplicando 2 veces criterios de eficiencia: una vez al estimar los parámetros con datos de empresas eficientes y una segunda vez al “alimentar” la ecuación con costos eficientes de OYM y comercialización. En todo caso, deberían emplearse los costos proyectados por las empresas de OYM y comercialización, pero en este caso no se estaría cumpliendo con la ley 6 al determinar los costos a partir de costos de las mismas empresas siendo que deben considerarse empresas reales similares.

Por lo anterior expresado, solicitamos que para estimar los costos de administración no se empleen como variables explicativas los costos de OYM de distribución ni de comercialización y que en su lugar se consideren variables exógenas como la variable Clientes.

6. Homologación de Costos

Consideramos que la homologación de costos presentada utilizando como referencia junio 2020 no es aceptable y considerando las condiciones ya en una etapa de recuperación de la economía, posterior a la pandemia debe ser a junio 2022.

Presentamos formalmente la implementación de cambios en el informe final.

Dado que las series de IPC de Panamá y de PPI y CPI de EEUU están disponibles a junio 2022 no existe inconveniente alguno en realizar la indexación a esta fecha. El procedimiento de indexación debería ser el mismo al empleado por ASEP sólo con la diferencia que la fecha base es junio 2022.

Relacionado con este punto, entendemos que el procedimiento aplicado por ASEP en la RT anterior fue discrecional e injustificado. En aquella ocasión se indexaron los valores a junio 2017 y luego se indexó a junio 2018 según el IPC de Panamá sólo el componente no transable, tal como muestra la siguiente imagen extraída de la “Metodología de Cálculo de IMP para las empresas de distribución Julio 2018-Junio 2022”:

Comentarios Elektra Noreste S.A.

De esta forma, los factores de ajuste a aplicar a cada uno de los tipos de costos son:

$$FA_i = PNT_i * \frac{IPC_n}{IPC_0} + (1 - PNT_i)$$

Donde:

IPC_0 es el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (Total) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INE) del mes de junio de 2017 (2003=100), igual a 103.7.

IPC_n es el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (Total) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INE) del mes n (2003=100).

FA_i es el Factor de Ajuste del costo i , donde $i = AC, AD, OM, COM ADM$.

PNT_i es el peso de los costos no transables en el costo total i , donde $i = AC, AD, OM, COM ADM$, y siendo:

$$PNT_{AD} = 63.01\%$$

$$PNT_{AC} = 43.39\%$$

$$PNT_{OM} = 53.02\%$$

$$PNT_{COM} = 39.23\%$$

$$PNT_{ADM} = 68.28\%$$

Figura 19. Captura de Informe IMP Julio 2018-Junio 2022

Consideramos que debe considerarse el impacto de la inflación en la totalidad de los costos y activos, especialmente en un contexto como el actual.

A tal fin consideramos que el procedimiento más adecuado es ajustar todos los costos y activos fijando como fecha base junio 2022, empleando el IPC de Panamá, CPI y PPI de EEUU de acuerdo al procedimiento propuesto actualmente por ASEP.

6.1. Determinación del Costo Laboral Relativo (CLR)

ENSA sugiere el uso del PPA (sin ningún ajuste) como CLR, es decir, utilizar directamente el PPA como se explica seguidamente.

A continuación, se muestra con un ejemplo simple que los costos eficientes de la Mano de obra de un país sólo deben ajustarse por diferencias en el poder adquisitivo (PPA) al llevarlos a costos eficientes de otro país, no siendo correcta la fórmula empleada por ASEP.

Para simplificar el análisis y ver con mayor claridad el punto se supondrá que:

- Las empresas sólo usan Mano de Obra
- Hay rendimientos constantes a escala (la cantidad de empleados eficientes aumenta proporcionalmente con el tamaño de la empresa)

Supongamos que del análisis de eficiencia (benchmarking) resulta que se tiene una única empresa comparadora de la FERC, con las siguientes características:

Variable	Empresa Eficiente FERC
Clientes	(A) 600 000
Empleados	(B) 750

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Costo Laboral Anual por empleado (USD)	(C)	30 000
Costos Laborales anuales (USD)	(D) = (B) x (C)	22 500 000

Es decir, que tiene los siguientes indicadores de eficiencia:

Cientes/Empleado	(A) / (B)	800
Costo medio eficiente (USD/cliente)	(D) / (A)	37,50

Ahora suponemos que esa misma Empresa se traslada a operar a Panamá. Es decir, lleva sus operarios de EEUU a Panamá, junto con la cultura organizacional, prácticas laborales, etc.

La empresa panameña tiene el siguiente mercado:

Cientes empresa Panamá	500 000
------------------------	---------

La empresa eficiente operando en Panamá tiene que realizar los siguientes ajustes:

- Llevar la cantidad de trabajadores que corresponde a ese tamaño. En este caso son **625** empleados (500 mil clientes / 800)
- Se ajusta el salario teniendo en cuenta la paridad de poder de compra o PPA. Si el PPA es 0,5 eso quiere decir que un empleado que en EEUU tiene un costo laboral de USD 30 mil, **requiere USD 15 mil en Panamá** para acceder a la misma canasta de bienes. Es decir, el empleado estaría indiferente entre trabajar en Panamá o EEUU.

Con estos ajustes podemos obtener los **costos eficientes de la empresa de la FERC operando en Panamá**:

Variable	Empresa Eficiente FERC operando en Panamá
Cientes	500 000
Empleados	625
Costo Laboral Anual por empleado (USD)	15 000
Costos Laborales anuales (USD)	9 375 000

A continuación, se muestra que se llega a estos costos eficientes en Panamá usando los costos eficientes de la FERC ajustados solamente por PPA.

El costo medio eficiente (USD/cliente) sirve como parámetro de la ecuación de eficiencia:

Costo total eficiente en EEUU = costo medio eficiente x clientes

En el caso planteado se tiene que:

Costo total eficiente en EEUU = 37,5 USD/cliente x 500 000 clientes = 18 750 000 USD

Ahora se ajustan estos costos por PPA:

Costo total eficiente en Panamá = Costo total eficiente en EEUU x PPA
--

Comentarios Elektra Noreste S.A.

Costo total eficiente en Panamá = 18 750 000 USD x 0,5
Costo total eficiente en Panamá = 9 375 000 USD

Que es precisamente el monto que se había obtenido anteriormente. Por lo que sólo fue necesario ajustar el costo eficiente en dólares por PPA.

Puesto en términos matemáticos:

$$CostoEficiente_{Pa(US)} = (cme_{US} \times clientes) \times PPA$$

Siendo:

$CostoEficiente_{Pa(US)}$: costo eficiente de empresa en Panamá en USD

cme_{US} : costo medio eficiente con costos de EEUU (coeficiente de la ecuación de eficiencia)

$clientes$: clientes de la empresa panameña (driver de la ecuación de costos)

PPA : paridad de poder de compra

La metodología empleada por ASEP es útil para comparar costos laborales unitarios entre países. Por ejemplo, un país puede tener costos laborales más altos que otros debido a que:

- El “costo de vida” es más alto en ese país. Es decir, se necesitan más dólares para adquirir la misma canasta de bienes que en otro país.
- La mano de obra tiene mayor productividad (se necesitan menos trabajadores para obtener el mismo producto)

Una vez realizados esos ajustes se pueden comparar razonablemente los **costos unitarios** entre países y determinar la competitividad internacional entre ambos países. Si el país A tiene salarios y productividad que duplican al país B, ambos tienen los mismos costos laborales unitarios.

Sin embargo, no se puede usar esta medida para determinar los **costos laborales totales eficientes**. Para ver esto se plantea una situación hipotética muy simple.

Se supone que hay 2 empresas que están en el mismo país (con igual PPA) y que atienden exactamente el mismo mercado, tienen los siguientes costos, salarios y empleados:

	Empresa eficiente 1	Empresa eficiente 2
Clientes	600 000	600 000
Empleados	750	1 500
Costo Laboral Anual por empleado (USD)	30 000	15 000
Costos Laborales anuales (USD)	22 500 000	22 500 000

Vemos que ambas empresas tienen los mismos costos, por lo que ambas son eficientes pero una empresa contrata personal con mayor calificación (productividad) que la otra y por lo tanto paga salarios más altos acorde a esta mayor calificación.

Es decir, no se pueden ajustar los costos de la empresa 2 por diferencias de productividad (ya es tenido en cuenta en los menores salarios que paga).

Comentarios Elektra Noreste S.A.

6.2. Actualización valor PPP

El PPP considerado por ASEP fue obtenido del WEO database de octubre 2021 siendo su valor **0.458**. Según la versión más reciente de octubre 2022, el PPP de Panamá es de **0.467**³.

Solicitamos actualizar el PPP a **0.467** según la información más reciente disponible.

6.3. Error en serie de PPI

ASEP indexa a junio 2022 los valores monetarios de activos y costos de datos de empresas de la FERC empleando el PPI (Electric power distribution, Industrial electric power) y CPI (All Urban Consumers - (CPI-U), U.S. city average) de EEUU.

La serie de PPI considera por ASEP no coincide con la publicada por el Bureau of Labor Statistics a partir de marzo 2017, en particular, la serie de ASEP muestra un salto considerable en agosto 2017.

La siguiente tabla muestra los valores considerados por ASEP:

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
2016	171.0	170.2	170.4	168.6	171.8	183.2	188.3	189.2	189.9	179.2	176.2	176.5
2017	193.8	194.7	196.4	197.0	199.4	206.7	211.8	251.3	248.6	242.8	235.1	237.1
2018	244.5	246	241.4	238.2	242.6	259.2	257.1	260.6	256.6	242.6	239.2	240.2
2019	242.9	243.2	241	238	241.9	248.5	250.9	255	251.9	239.9	235.8	237.9
2020	234.9	234.3	233.5	233.7	233.5	251.2	253.1	253.2	255.1	237	233.5	232.7

Tabla 12. Serie PPI ANEXO A

Mientras que los valores correctos son:

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
2016	171.0	170.2	170.4	168.6	171.8	183.2	188.3	189.2	189.9	179.2	176.2	176.5
2017	193.8	194.7	195.9	196.0	198.2	209.8	211.8	209.9	208.1	199.6	197.9	198.4
2018	203.5	205.0	201.4	198.6	201.6	213.3	216.3	216.2	213.5	206.1	200.7	201.4
2019	204.7	203.9	201.9	199.5	201.5	209.5	211.7	214.9	212.6	193.4	192.4	194.3
2020	194.6	195.8	194.9	194.7	194.6	209.2	211.9	211.9	214.1	197.6	194.9	194.6

Tabla 13. Serie PPI publicada por el "Bureau of Labor Statistics"

Este error tiene un impacto significativo en los costos operativos 2017 y en el valor de los activos 2017-2020 al realizar la indexación.

Por este motivo solicitamos se corrija la serie de PPI de acuerdo a lo indicado más arriba.

³ <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/October/weo-report?c=283,&s=PPPEX,&sy=2010&ey=2021&ssm=0&scsm=1&scd=0&ssd=1&ssc=0&sic=0&sort=country&ds=.&br=1>

7. Periodo de referencia para empresas comparadoras

ASEP realiza el análisis de eficiencia con información de la FERC de los años 2017 a 2020, utilizando una nueva metodología que no guarda relación con lo que históricamente se ha venido ejecutando en el proceso habitual de revisión tarifaria.

Consideramos que, es más adecuado emplear información de los años 2018-2019 por los siguientes motivos:

- Se mantiene la estabilidad técnico-regulatoria dado que en las últimas revisiones se ha considerado un panel de datos de 2 años
- El año 2020 se propone sea excluido por corresponder con el año de pandemia por Covid-19 lo que seguramente afecta ingresos, costos y consumos de las empresas.

8. Selección de Empresas para la Ecuación de pérdidas

ASEP para determinar la ecuación de pérdidas excluye de las empresas eficientes a aquellas con pérdidas inferiores a 6.5% en 2020, con lo que estima la ecuación de pérdidas empleando un panel balanceado de 15 empresas.

respondent_ID	Año	EnergiaIngresoUsuProp	EnergiaPerdidasUsuProp	% Pérdidas
81	2017	5 947 906	357 700	6.0%
157	2017	9 204 784	567 160	6.2%
309	2017	21 269 356	1 172 368	5.5%
81	2018	6 228 252	380 624	6.1%
105	2018	105 570	6 789	6.4%
150	2018	21 879 683	1 182 488	5.4%
157	2018	9 187 971	303 642	3.3%
309	2018	25 329 933	1 330 549	5.3%
6	2019	29 905 434	1 884 340	6.3%
81	2019	5 975 520	343 750	5.8%
150	2019	22 007 812	1 174 582	5.3%
309	2019	24 648 508	1 433 776	5.8%

Tabla 14. Panel de empresas con pérdidas menores del 6.5%

Solicitamos que se retiren estos datos de la muestra empleada para estimar la ecuación de pérdidas eficientes, toda vez que tal como se presenta en la tabla anterior presentan años con índices de pérdidas que no cumplen con el criterio definido.

9. Resultados ajustados

Hemos procedido a realizar los ajustes y correcciones señalados a la información procesada por ASEP con el fin de redefinir las ecuaciones de eficiencia cumpliendo con la metodología típicamente empleada.

A tal fin los ajustes realizados fueron:

- Panel de datos de la FERC: 2018 y 2019 (2 años)
- Indexación de costos y activos a junio 2022
- Corrección de errores en el procesamiento de la base de la FERC señalados previamente

Comentarios Elektra Noreste S.A.

- Se mantienen las fórmulas funcionales de las ecuaciones vigentes

Del análisis de eficiencia llegamos al siguiente conjunto de empresas eficientes:

ID	Score de Eficiencia	ID	Score de Eficiencia
27	1.000	315	1.000
30	1.000	403	1.000
42	1.000	428	1.000
54	1.000	443	1.000
56	1.000	454	1.000
57	1.000	500	1.000
59	1.000	502	1.000
61	1.000	93	0.984
83	1.000	150	0.975
88	1.000	73	0.974
89	1.000	49	0.968
98	1.000	117	0.962
100	1.000	32	0.960
105	1.000	74	0.959
108	1.000	6	0.943
119	1.000	178	0.940
120	1.000	177	0.938
123	1.000	148	0.932
126	1.000	55	0.930
127	1.000	179	0.925
134	1.000	81	0.924
137	1.000	114	0.924
142	1.000	194	0.921
143	1.000	62	0.915
145	1.000	144	0.908
147	1.000	9	0.897
149	1.000	164	0.897
161	1.000	188	0.897
166	1.000	51	0.887
167	1.000	44	0.884
170	1.000	41	0.879
175	1.000	281	0.876
192	1.000	290	0.870
193	1.000	3	0.869
195	1.000	82	0.852

Comentarios Elektra Noreste S.A.

ID	Score de Eficiencia	ID	Score de Eficiencia
288	1.000		
Cantidad empresas eficientes	71		

Tabla 15. Panel de empresas definitivas aplicando las correcciones

El listado está compuesto por 71 empresas, de las cuales 2 son eficientes. Con las restantes 69 empresas se estimaron las ecuaciones de eficiencia con el panel de datos balanceado de 2018-2019.

9.1. Ecuaciones corregidas para Aprobación de la ASEP

Con la información de las empresas eficientes de la FERC (69 empresas) se estimaron las ecuaciones de eficiencia. Los parámetros obtenidos fueron:

Variable exógena/Variable endógena	AD	AC	OM	COM	ADM
Constante	9.077776	6.125063	6.149030	4.291500	5.233372
Ln(demanda)	1.005385		0.940681		
Ln(clientes)		0.947739		1.018817	0.919995
Ln(demanda/clientes)	-0.884844		-0.816797		

Tabla 16. Parámetros aplicando las correcciones indicadas

Estos coeficientes corresponden a las siguientes formas funcionales:

$$\ln(AD_i) = \alpha + \gamma * \ln(DM_i) + \delta * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$\ln(AC_i) = \alpha + \beta * \ln(C_i)$$

$$\ln(OM_i) = \alpha + \gamma * \ln(DM_i) + \delta * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$\ln(COM_i) = \alpha + \beta * \ln(C_i)$$

$$\ln(ADM_i) = \alpha + \beta * \ln(C_i)$$

Siendo:

AD_i : Activos de distribución de la empresa i .

AC_i : Activos de comercialización de la empresa i .

OM_i : Costos de operación y mantenimiento de distribución de la empresa i .

COM_i : Costos de operación y mantenimiento de comercialización de la empresa i .

ADM_i : Costos de operación y mantenimiento de administración de la empresa i .

DM_i : Demanda máxima de la empresa i .

C_i : Clientes de la empresa i .

α : Constante.

$\beta; \gamma; \delta$: Estimadores.

10. Conclusión

Es muy importante que, desde la gestión de la ASEP se sostenga la estabilidad regulatoria, y que cualquier cambio como los propuestos en el uso de nuevas variables explicativas tenga un proceso profundo de revisión de todas las partes interesadas. Es por esto por lo que concluimos en términos generales la propuesta de aplicar el uso de nuevas variables no es aceptable.

Como se detalló en el análisis, la estimación de la longitud de la red es susceptible de presentar errores considerables por lo que se solicita descartar esta variable y, en particular, no considerarla en la estimación de las ecuaciones de costos y activos eficientes. Pero consideramos que a futuro bien representa una variable que permite hacer comparaciones entre empresas y fortalecería para la próxima revisión, salvados las inconsistencias señaladas, el proceso de determinar las ecuaciones de eficiencia.

También en cuanto a la variable de longitud de red es relevante que a futuro la propuesta considere utilizar la longitud de red total y no utilizar el análisis por separado, como se propone separando longitud de red aérea y subterránea.

Con referencia a la variable momento eléctrico, se ha cuantificado que de las empresas 157 y 42 tienen momentos eléctricos muy similares, pero esta información se construye justamente con datos estimados de longitud de red. Todos los elementos señalados en estos comentarios ponen en duda la relación conceptual entre la variable a explicar (OYM o Activos de distribución) y la variable explicativa (momento eléctrico); y que además su implementación iría en contra del “supuesto de eficiencia que tiene por base el **desempeño reciente de empresas reales similares**” consignado en el Artículo 101 de la Ley 6.

En cuanto a las ecuaciones de eficiencia presentadas, se solicita que:

1. Se mantengan sin excepción los mismos criterios y la misma metodología empleada en anteriores revisiones tarifarias.
2. Se utilicen los datos correctos, conforme a lo indicado en el presente informe.
3. Se mantenga para la ecuación de pérdidas un panel de empresas con pérdidas que no incumplan el criterio especificado.

Finalmente, se ha planteado en el informe las ecuaciones con las correcciones señaladas a fin de que éstas sean utilizadas por referentes por parte de su Autoridad.