

# La Tarifa Eléctrica En República Dominicana.

Ing. José Luis Moreno San Juan. Director Instituto de Energía UASD.

## • Resumen

Análisis del origen de las diferentes tarifas y de las causas de las distorsiones que se producen al establecer el pliego tarifario de transición sin aplicar correctamente lo establecido en la Ley 125-01, y lo “pactado”, al determinar la tarifa de referencia, o tarifa técnica de partida, así como el efecto en el pliego tarifario de considerar como un simple “Passthrough” los costos asociados al Precio Medio de Compra de la base tarifaria, sin aplicar lo normado por dicha Ley y su reglamento de aplicación. Finalmente se evalúa la realidad de la aplicación del pliego tarifario en los primeros meses del 2022 y acciones para mejorar la gestión de las Empresas Distribuidoras Eléctricas (EDES).

La tarifa eléctrica determinada por la Superintendencia de Electricidad (SIE) fija los precios máximos de venta de la energía y potencia de una Empresa de Distribución Eléctrica (EDE) en su zona exclusiva. Cada EDE tiene una cartera de usuarios, o consumidores, contratos de compra de energías y potencia a las empresas generadoras, pérdidas técnicas y otros cargos que le son las únicas. Todos los costos asociados al suministro hasta el punto de retiro del usuario deben ser cubiertos por el precio establecido en las tarifas, o de lo contrario la EDE sería deficitaria desde el punto de vista económico.

Cada EDE por eso debe tener su propia tarifa. En la República Dominicana existen tres Empresas Distribuidoras Eléctricas (EDES), cada una con sus características propias: EDESUR es la que presenta la mejor cartera de consumidores y una alta densidad eléctrica; EDENORTE una cartera de consumidores muy buena, pero una baja densidad eléctrica y EDEESTE una cartera de consumidores mala, pues los mejores han quedado en manos de

sistemas aislados, y una densidad eléctrica alta. Se conoce como densidad eléctrica al consumo por usuario y por unidad de área. Así desde el punto de vista conceptual EDESUR debe tener la menor tarifa y EDEESTE la mayor.

El mejor desempeño en los últimos años lo ha tenido EDENORTE, puesto que su plan de gestión de pérdidas, ha sido exitoso: uso de totalizadores en cada centro de transformación, contrastando esa medida contra la de las mediciones de los consumidores conectados al mismo. EDESUR mantiene niveles de pérdidas moderadas, pero sin mejoras; EDEESTE presenta la peor gestión. Las EDES deben centrar su atención en la gestión de pérdidas, siendo prioritario el no dejar servicios sin medición, para reducir las pérdidas no técnicas, y mejorar las redes para reducir las técnicas.

Si bien las pérdidas de energía, técnicas y no técnicas, en las EDES siguen siendo un problema a resolver en el Sistema Eléctrico Dominicano, no es a lo único que se debe gestionar, se debe también gestionar bien el costo de abastecimiento de las EDES, o Precio Medio de Compra (PMC), pues es la base al definir los valores del pliego tarifario. El PMC debe resultar de procesos de licitación competitivos. Otra prioridad debe ser el suministro de energía, en este se observa una notable mejora. Un consumidor satisfecho del servicio que recibe siempre estará dispuesto a pagarlo.

En términos generales las tarifas se componen de dos valores básicos. Un valor corresponde al costo de abastecimiento (energía y potencia requeridas para suplir la demanda), se trata de una media ponderada de todas las compras (PMC), y sus gastos asociados, más el Valor Agregado de Distribución (VAD) y sus gastos asociados. Los gastos asocia-

dos se refieren a el peaje de transmisión, pagos a las instituciones del Sistema, establecidos mediante la Ley General de Electricidad (LGE). La tarifa se define en función del punto de retiro de la energía, y el punto de retiro en función de las características de la carga, o demanda eléctrica, del consumidor.

Así se definen dos grupos de consumidores en las EDES: Los que retiran energía en Baja Tensión, hasta los 1,000 voltios, y los que lo hacen en Media Tensión, hasta los 34,500 voltios. Si se conecta el consumidor a Baja Tensión el precio de la tarifa debe recoger más pérdidas y el valor tarifario a ser mayor a si en consumidor se conecta en media tensión. Luego se establecen otras categorías de consumidores dependiendo del tamaño de la carga eléctrica, las cuales definirán tarifas específicas, o bloques, al definir el pliego tarifario. También se pueden desglosar bloques en subbloques, agrupando consumidores con tipos de cargas eléctricas similares, diferenciados de otros consumidores. Cada grupo señalado retira la energía en puntos específicos de la red eléctrica.

Se definen para la baja tensión dos grupos básicos: Baja Tensión Simple (BTS) y Baja Tensión con Demanda (BTD). La diferencia entre ambas es el tamaño de la carga eléctrica conectada a la red, si es mayor a los 10 kW de potencia le corresponderá la tarifa BTD, y si es menor la BTS.

En ambos casos la conexión es al mismo nivel de voltaje, con cargas mayores a 10 kW el servicio podría demandar del uso de un transformado exclusivo. Los servicios de BTS se caracterizan por una demanda de potencia eléctrica baja y por eso no se le hace un cargo por

demanda de potencia. Son los únicos servicios sin cargo por demanda máxima, no obstante, en el valor de la energía ese bloque tarifario existe un cargo ponderado por potencia que se estima como un porcentaje del total en base a los factores de coincidencia de la demanda de los demás bloques tarifarios, a los que si se le factura demanda. Este cargo debe ser siempre bien ponderado para no perjudicar la BTS.

En la BTS el valor del pliego tarifario se corresponde con el valor monómico promedio. Se entiende por valor monómico al valor de la energía más el de la demanda dividido entre el consumo de energía. En todos los otros bloques tarifarios se establece un valor para el componente energía y otro para el componente de potencia por separado, y no el valor monómico, si bien este siempre se puede estimar. El costo de la potencia para suplir la demanda del sistema para cada hora del día se recoge fundamentalmente en las tarifas que presentan cargos por demanda máxima mensual, sin embargo es una mala práctica considerar esa demanda máxima es válida por todo el año, esto debe eliminarse en un nuevo pliego tarifario.

Si la carga excede los 15KVA el consumidor, aún esté conectado en baja tensión, puede optar por la tarifa de Media Tensión con Demanda Uno (MTD1), aplica a grandes consumos residenciales, o de mediados y grandes comercios. Si la carga eléctrica excede los 45 KVA es obligatorio disponer de un servicio eléctrico trifásico si se trata de un solo consumidor. Los consumidores cuya carga eléctrica sea de tipo industrial se le aplicará la tarifa MTD2, desde los 30 KVA en delta abierta será trifásico y igual a partir de los 45 KVA en Delta o Estrella.

En adición a estas cuatro tarifas existen dos de tipo horario y se aplican de manera opcional para los que tienen cargo por demanda máxima, la de Baja Tensión con demanda horaria (BTH) y la Media Tensión con Demanda Horaria (MTH). Para establecer estas tarifas se toma en cuenta la variación del costo de suplir la potencia del sistema por hora, con la entrada de plantas que presentan costos de producción mayores, así satisfacer la demanda costará más a ciertas horas del día, llamadas horas pico. Así la energía y la potencia costará más a las horas pico, y menos a las horas no pico, estas últimas se conocen horas valle en el argot técnico. Las tarifas horarias tratan de desalentar el consumo a las horas picos, dando muy buen precio a las horas valles. Por esto los consumidores derivan sus mayores consumos a las horas valles, y a las picos trabajan procesos que demandan poca energía y potencia. En algunos casos se desconectan de la red a dichas horas.

Otros consumidores optan por la Alta Tensión (AT), es decir voltajes de suministros superiores a los 34,500 Voltios. Sin embargo esta categoría de servicio no entra en la tarifa regulada y se corresponde con los niveles de voltaje usados por los llamados Usuarios No Regulados (UNR), por lo general grandes consumidores industriales, que se conectan a 69,000 ó 138,000 voltios con subestaciones propias.

En todos los casos la determinación del precio (valor monómico) a aplicar se determinaría así:

$$\begin{aligned} VPT_{bt} &= PMC_{bt} + VAD_{bt} \\ VPT_{mt} &= PMC_{mt} + VAD_{mt} \end{aligned}$$

Donde: VPTo PMV- Valor Pliego Tarifario o Precio Medio de Venta; PMC- Precio Medio de Compra;

VAD- Valor Agregado de Distribución; bt- baja tensión y mt- media tensión

Un estudio tarifario determina el valor económico del VAD para baja y media tensión, solo pretende establecer los precios de la energía recojan los costos, con cierto grado de utilidad, para las empresas involucradas, considerando que este servicio es regulado, por ser considerado de utilidad pública. Esto nada tiene que ver con si el consumidor es de mayor o menor nivel desde el punto de vista económico. Las ponderaciones sobre esto último son parte de la determinación del pliego tarifario, que es un trabajo, o estudio, complementario al del estudio tarifario en sí. Los supuestos del pliego tarifario son de tipo socio económico.

Sin entrar en detalles técnicos numéricos las tarifas establecidas en un pliego tarifario racionalmente concebido irán aumentando en valor de menor a mayor dependiendo de cuanto se aleje el punto de retiro del consumidor de la subestación de distribución, tomando en cuenta las transformaciones eléctricas requeridas, y en algunos casos hasta de la distancia física.

Así:  $PMC_{mt}$  es menor al  $PMC_{bt}$ ; y  $VAD_{mt}$  es menor que  $VAD_{bt}$ . En consecuencia:  $MTD$  es menor que  $BTD$  es menor que  $BTS$ .

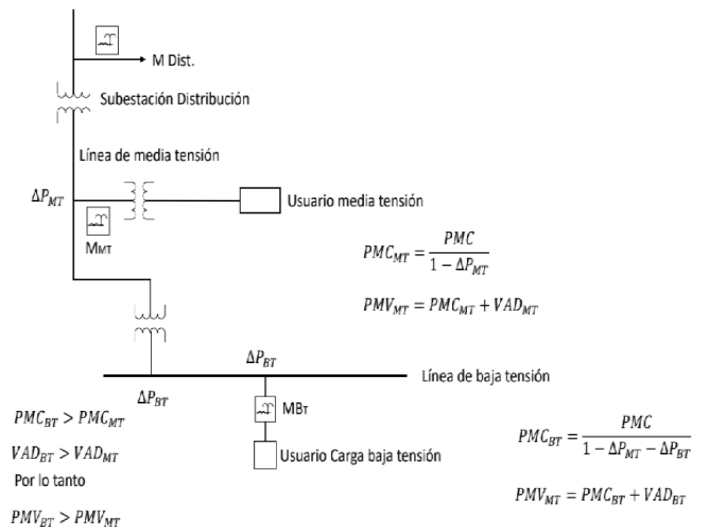
Las consideraciones sociales y económicas crean bloques y subbloques tarifarios, pues no existen diferencias notables entre servicios de baja tensión, ni entre servicios de media tensión, aunque sí entre los de baja y media tensión. Así surgen la  $BTS1$  (Residencial) y  $BTS2$  (industrial), la única razón se existir de la  $BTS2$  es subsidiar la  $BTS1$ , a su vez hay subbloques en ambas para subsidiar al consumo de los menos de 300 kWh mes, con los de mayor consumo. Lo recomendable es uni-

ficar la BTS1 y BTS2, así solo tendríamos la BTS, con subsidio cruzado entre sus subbloques, eliminando el resto del subsidio. Ahora la BTD también contribuye con el subsidio a la BTS1. En la Media Tensión surgen la MTD1 (mediado y gran comercio y gran residencial) y la MTD2 (industrial), atendiendo a consideraciones económicas se trata de favorecer la industrial sobre la del comercio, toda vez la producción industrial debe competir con el mundo, y la competencia del sector comercial es local. De este modo la MTD2 tendrá valores en el pliego tarifario menores a la MTD1.

Ahora evaluemos que representa en los valores del pliego tarifario los dos componentes básicos del mismo: PMC y VAD. En cualquiera de los casos el valor preponderante lo tendrá el PMC y por eso no debemos concentrarnos solo en el VAD al determinar la tarifa dejando libre el PMC como un “Pass through”, o costo a pasar, como pretende y ha logrado imponer el oligopolio de la generación eléctrica. Este componente debe ser evaluado, y auditado, sometiendo su validez al cumplimiento de lo establecido en la Ley General de Electricidad (LGE, Ley 125-01) en su artículo 110; así como la legitimidad del pliego tarifario al cumplimiento de los artículos del 111 al 123 de la referida Ley.

El PMC representa del 75 al 65% de los precios del pliego tarifario, de dependiendo si se trata de media o baja tensión, y por eso no puede verse como un simple costo a pasar, o “Pass through”, al consumidor. En la estimación del PMC para los fines de determinar el pliego tarifario solo deben entrar

Diagrama unifilar ilustrativo determinación valores tarifas de media y baja tensión:



las compras de energía y potencia resultantes de procesos de licitación, como lo consigna la LGE. Los despachos forzados que se pudieran evitar con una mejor regulación de parte de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) no deben considerarse en la estimación del PMC, eso debe cubrirlo la ETED.

En adición a lo que se consigna en la Ley 125-01 se debe cumplir con lo acordado en el tema 8 resultante de los debates para el Pacto Eléctrico, de lo contrario el “Pacto” de nada serviría.

La UASD no firmó dicho “Pacto” pues quedaban muchos temas esenciales sin tratar, y otros sujetos a interpretaciones en perjuicio de los consumidores, como justamente el tarifario.

Esas interpretaciones ya han generado aumentos de tarifas desproporcionados en los últimos meses,

sobre todo en la BTS1 y en particular en los subbloques de consumo de 0-200 kWh mes y de 201-300

kWh mes, los de mayor impacto social, pues en promedio representa casi el 80% de todos los usuarios regulados y los menores ingresos económicos. Así la tarifa BTS1, variable o de transición

establecida en el “Pacto”, se determina a partir de la actual ajustándola, pero manteniendo el subsidio

cruzado, hasta conseguir el valor promedio definido por la tarifa técnica inicial o de referencia.

Esta última no se ha determinado a la fecha, y aunque se hayan usado las resoluciones SIE-106-2019-MEMI y SIE-082-2019-REG para validar una “tarifa de referencia” en las SIE 087-2021TF, SIE 093-2021 TF y siguientes, la SIE a sabiendas que se está incumpliendo la Ley y lo pactado ha ordenado la realización de un estudio tarifario. A esa tarifa de referencia debe definir a partir de lo siguiente:

1. Uso de los parámetros establecidos en el tema 8.2.2.1 literal a, los cuales resumimos a continuación:

a. Precio medio de compra: suma de los montos de compras entre la suma de la energía comprada. El promedio a octubre de 2021 de las tres EDES era US\$0.1080/kWh, o RD\$6.156/kWh. Punto de partida de los ajustes.

b. Pérdidas distribución de un 15% de la energía (facturar al menos el 85%).

c. Cobro por el 97% del 85% facturado.

d. Gastos operativos de las EDES: menos del 10% de lo cobrado (85%\*97%).

e. Tasa de costo de capital para la inversión de cada EDE.

f. No eliminar el subsidio cruzado dentro de la propia BTS.

Los resultados de aplicar estas premisas se presentan la tabla 1 para cada EDE.

Tabla 1

Propuesta PACTO	EDENORTE	EDESUR	EDEESTE	TOTAL
Precio medio de compra:	0.1080	0.1080	0.1080	0.1080
Pérdidas distribución: 15% de la energía	0.0162	0.0162	0.0162	0.0162
Cobro por el 97% del 85% facturado	0.0037	0.0037	0.0037	0.0037
Gastos operativos: 10% de lo cobrado	0.0128	0.0128	0.0128	0.0128
Inversión (US\$/kWh)	0.0115	0.0020	0.0010	0.0048
Total (US\$/kWh)	0.1522	0.1427	0.1417	0.1456
Tasa de Cambio	57.06	57.06	57.06	57.06
Total (RD\$/kWh)	8.6866	8.1446	8.0860	8.3057

Fuentes: Pacto Eléctrico -IEUASD

Para establecer el pliego tarifario de transición aplicar y disminuir el impacto en los de menor ingreso:

2. Lo establecido en el tema 8.2.2.1 literal b y c valor para fijar el valor más bajo de la tarifa igual al precio medio de compra, pudiendo ser algo mayor. El precio menor sería de RD\$6.156/kWh, se ha asumido RD\$7.08/kWh hasta el consumo de 300 kWh mes, en nuestros cálculos.

3. En el tema 8.2.3.4 se acuerda mejorar la cobertura de programa de asistencia social Bonoluz. Se contempla la aplicación del Bonoluz hasta los consumos mensuales de 100 kWh al mes, mayor consumo de ese se paga, esto implica que no puede existir Bonoluz sin medición.

La resolución SIE 093-2021 TF, y siguientes, al eliminar el subsidio cruzado, está violando lo “pactado”, de acuerdo a lo indicado en el punto 2.

Si se toma en cuenta la Ley y lo pactado existe una gran diferencia al aplicar el ajuste A1t al final del periodo para el año 2026, entre los valores tarifarios de la SIE 087-2021TF y resoluciones siguientes, tabla 2, y los resultantes al dar fiel cumplimiento a la Ley y lo “pactado”, tabla 3. Solo hay que comparar los resultados de la tabla 2 y 3 para darse cuenta de esto. Cabe destacar que los ajustes por variación de precios de los combustibles e inflación, contemplados en el ajustador A2t de dicha resolución, no se incluyen en estas tablas por imprevisibles.

**Tabla 2: Impacto promedio final sobre las tarifas BTS1, según la SIE 087-2021 TF.**

Sub bloque kWh mes	Valor inicial RD\$/kWh	Incremento Trimestral RD\$/kWh	Valor final RD\$/kWh	Incremento total RD\$/kWh	Incremento subbloque %	Incremento Acumulado %
0-200	4.44	0.325	11.27	6.83	152.7	152.7
201-300	6.97	0.205	11.27	4.30	61.69	123.12
301-500	10.86	0.020	11.27	0.41	3.78	75.38
501-700	10.86	0.020	11.27	0.41	3.78	54.92
701 o más	11.11	0.008	11.27	0.16	0.73	1.53

**Nota:** El incremento acumulado es el valor mínimo combinado que corresponde al consumo máximo del sub bloque, en la medida que se acerque al valor inferior del rango tiene al valor del sub bloque anterior.

**Tabla 3: Impacto promedio final sobre las tarifas BTS1, con la propuesta tarifa referencia presentada por el IEUASD.**

Sub bloque kWh mes	Valor inicial RD\$/kWh	Incremento Trimestral RD\$/kWh	Valor final RD\$/kWh	Incremento total RD\$/kWh	Incremento subbloque %	Incremento Acumulado %
0-200	4.44	0.126	7.08	2.64	59.48	59.48
201-300	6.97	0.005	7.08	0.11	1.58	40.17
301-500	10.86	-0.122	8.30	-2.56	-23.57	14.67
501-700	10.86	-0.122	8.30	-2.56	-23.57	3.74
701 o más	11.11	0.008	11.27	0.16	0.73	1.53

Un aspecto positivo a destacar en medio del efecto negativo de la aplicación de una tarifa de transición mal formulada es el hecho de que se está suministrando por decisión del Gobierno Dominicano más del 97% de la energía demandada por los consumidores, algo nunca logrado. Esto ha debido ser aprovechado para realizar una campaña masiva de regularización de servicios, instalando medidores para que no queden servicios sin medición.

Otro aspecto a destacar es la reducción de las pérdidas de energía en las empresas distribuidoras eléctricas las cuales al mes de abril de 2022 se sitúan en los valores presentados en la tabla 4. Se alega que han aumentado las pérdidas económicas, pero lo cierto es que no se aplican a las tarifas por completo los aumentos del costo de abastecimiento, o precio medio de compra, de las EDES por el impacto que tendría el mismo en las tarifas y eso se traduce en el lógico aumento de dichas pérdidas.

	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22
<b>Pérdidas (GWh)</b>	<b>363.3</b>	<b>273.6</b>	<b>458.9</b>	<b>375.5</b>
Edenorte	78.3	39.1	105.5	88.8
Edesur	109.0	79.2	148.0	99.9
Edeeste	176.0	155.3	205.3	186.8
<b>Pérdidas (%)</b>	<b>27.9%</b>	<b>23.5%</b>	<b>34.1%</b>	<b>28.8%</b>
Edenorte	20.0%	11.3%	26.1%	22.1%
Edesur	24.1%	19.1%	31.2%	22.3%
Edeeste	38.4%	38.6%	43.9%	41.1%

El aumento en el costo de abastecimiento solo se podrá traspasar sin inconvenientes a las tarifas si los mismos fueran el resultado de licitaciones de acuerdo al mandato de la LGE y no como ocurre hasta ahora, donde la mayoría se debe a contratos de corto plazo a veces sin licitación, o a compras en el mercado spot, mas allá a lo que dispone la LGE

y su reglamento de aplicación, y los acuerdos del texto para el Pacto Eléctrico, Pacto aún en fase de perfeccionamiento y actualización.

Evaluando la situación de las EDES en los primeros 5 meses de este año observamos lo siguiente.

El objetivo es sin duda llegar a una tarifa técnica, para ello se debe ir ajustando la tarifa actual y el ajuste debe considerar siempre el VAD requerido para el desarrollo de la gestión de distribución con las ponderaciones de eficiencia y adecuado dimensionamiento de dichas empresas, de acuerdo a la LGE. Luego es fundamental evaluar bien dichas anualidades. Estas deben estar entre los valores mostrados en las tablas 5 y 6. En el anexo los valores actualmente reconocidos por la SIE.

Hemos hecho una estimación de las anualidades en base a los trabajos que se requieren realizar y a referencias de empresas similares. Se muestra en la tabla 5. Las anualidades están sujetas a un estudio tarifario en curso. Los reconocidos para Ede norte y Edeeste parecerían estar intercambiados.

Luego hemos procedido a analizar la tarifa aplicada teórica que publica la SIE contra la real que reportan las EDES luego de su aplicación, y que esta sucediendo en la práctica donde se evidencia que el VAD se lo absorbe el incremento del costo de abastecimiento o precio medio de compra que no se pasa a tarifa, esto se muestra en la tabla 7.

Como se puede observar desde la propia resolución de la SIE ya existe una pérdida de ingresos para las EDES que no es fruto de mala gestión, pero que tiende a considerarse como tal, algo que favorece el reconocimiento de lo que las empresas de generación facturan a las EDES. Esta realidad se ilustra

en una serie de las gráficas 1 a 9, lo mostrado en esta última puede traducirse en reducción de las tarifas. En promedio el 66% del incremento de tarifa se debe a costo de abastecimiento. Para poder reducir la tarifa se requiere:

- Aplicar la tarifa técnica, mejorar el cobro y la gestión administrativa.
- Mejorar la gestión de compra (licitaciones oportunas) de energía y potencia.

**Anualidad máxima de las Empresas Distribuidoras, sin costo de abastecimiento \***

Concepto	EDENORTE	EDESUR	EDEESTE
<b>VAD</b>			
Valor de sustitución **	95.25	108.06	115.56
Costos de explotación	21.64	23.54	28.53
Costos de capital e incobrables	7.95	10.31	10.13
<b>Total VAD</b>	<b>124.84</b>	<b>141.91</b>	<b>154.22</b>
<b>Gestión Comercial</b>			
Valor de sustitución	1.73	1.54	2.27
Costo gestión comercial	12.14	10.80	15.91
<b>Total gestión comercial</b>	<b>19.54</b>	<b>17.63</b>	<b>23.79</b>
<b>Anualidad requerida</b>	<b>138.71</b>	<b>154.25</b>	<b>172.40</b>

\* US\$ millones a valor actual mayo 2022

\*\* Incluyendo inversiones para adecuación redes, hasta diciembre del 2026

**Tabla 6**

**Anualidad de las empresas distribuidoras sin costo de abastecimiento (US\$ MM valor posible luego del periodo de transición)\***

Concepto	EDENORTE	EDESUR	EDEESTE
<b>VAD</b>			
Valor de sustitución	81.03	88.13	98.73
Costos de explotación	18.41	19.19	24.37
Costos de capital e incobrables	6.77	8.41	8.66
<b>Total VAD</b>	<b>106.21</b>	<b>115.73</b>	<b>131.76</b>
<b>Gestión Comercial</b>			
Valor de sustitución	1.47	1.26	1.95
Costo gestión comercial	16.37	8.80	12.89
<b>Total gestión comercial</b>	<b>17.84</b>	<b>10.06</b>	<b>14.84</b>
<b>Anualidad requerida</b>	<b>\$ 124.05</b>	<b>\$ 125.79</b>	<b>\$ 146.60</b>

\* mínimos para empresas modelos similares

Tabla 7

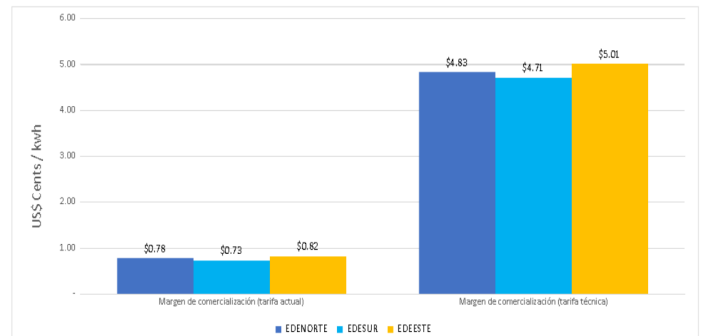
Valor de la tarifa BTS en US\$/kWh .			
Empresa Distribuidora	EDENORTE	EDESUR	EDEESTE
PMC actual	0,1563	0,1599	0,1542
VAD técnico requerido*	0,0483	0,0471	0,0501
Valor medio BTS requerido*	0,2046	0,2070	0,2043
PMC actual	0,1563	0,1599	0,1542
VAD medio efectivo actual	0,0078	0,0073	0,0082
Valor medio BTS actual real**	0,1641	0,1672	0,1624
Desajuste por PMC modelado SIE***	-0,0140	-0,0141	-0,0134
PMC modelado por SIE***	0,1423	0,1458	0,1408
VAD técnico modelado SIE***	0,0343	0,0330	0,0367
Desajuste tarifa BTS modelado SIE***	-0,0265	-0,0267	-0,0285
Valor medio BTS aplicado SIE***	0,1906	0,1929	0,1909
Valor pérdidas EDEs inducidas SIE en aplicación tarifas***			
Que favorecen a los generadores	0,0265	0,0267	0,0285
Porcentaje	65,43%	65,57%	68,02%
Que favorecería a usuarios	0,0140	0,0141	0,0134
Porcentaje	34,57%	35,43%	31,98%
Total pérdidas EDEs por VAD tarifa***	0,0405	0,0398	0,0419
Por eso, VAD resultante real**	0,0078	0,0073	0,0082
Por eso, VAD requerido*	0,0483	0,0471	0,0501

\*Valor requerido Incluyendo pérdidas técnicas, posteo del PMC al punto de retiro del usuario.

\*\*Valores actuales reales que resultan de la aplicación del pliego tarifario.

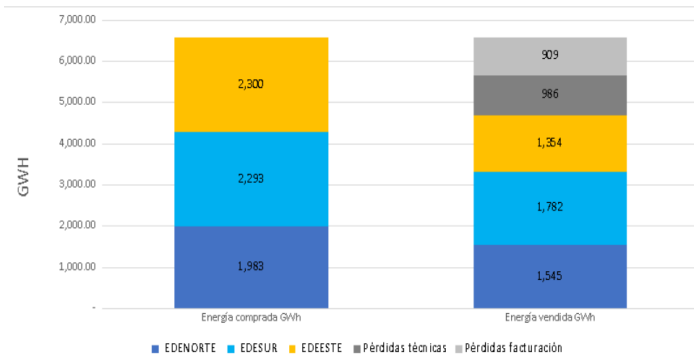
\*\*\*Tarifa teórica aplicada.

Diferencias entre tarifas actuales aplicadas Vs Tarifas Técnicas, Enero-Mayo 2022 por distribuidoras.



Fuente: Data Ministerio de Energía y Minas, IEUASD

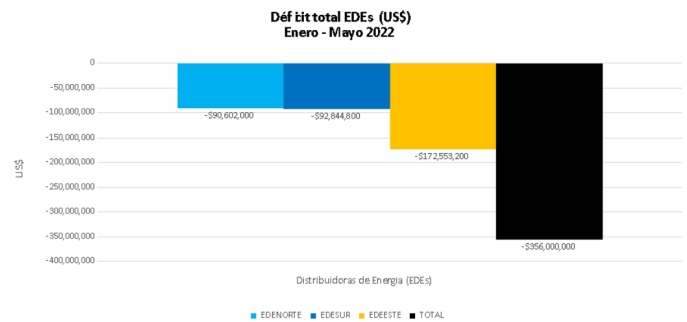
Perdidas en facturación y técnicas Compra y Venta de energía de (GWH) Enero-Mayo 2022.



Fuente: Data Ministerio de Energía y Minas, IEUASD

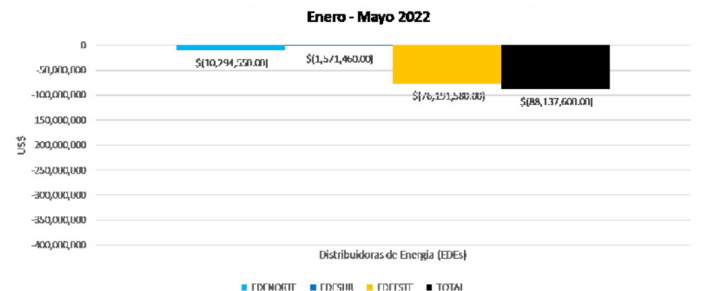
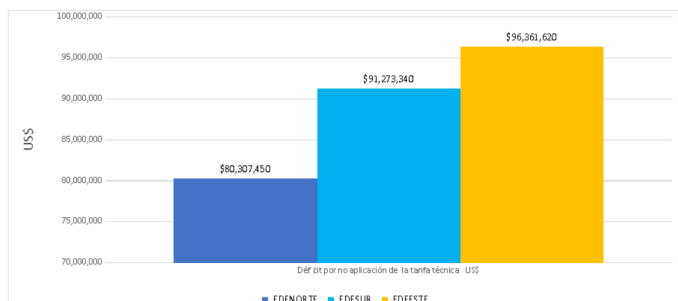
Enero-Mayo 2022(US\$).

Deficit actual total distribuidoras (US\$) Enero-Mayo 2022



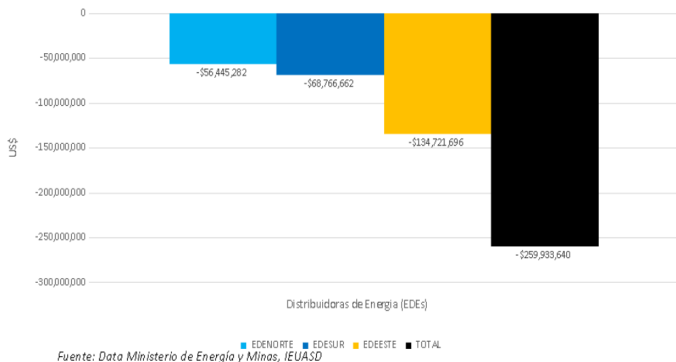
Fuente: Data Ministerio de Energía y Minas, IEUASD

Reduccion del deficit reportado a las edees si se aplicara la tarifa tecnica, Enero-Mayo 2022 (US\$).

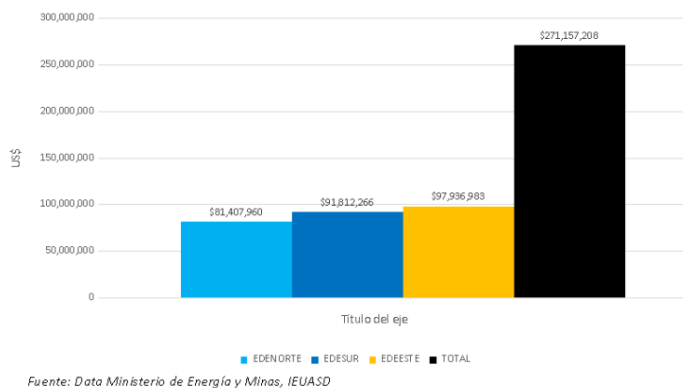


Fuente: Data Ministerio de Energía y Minas, IEUASD

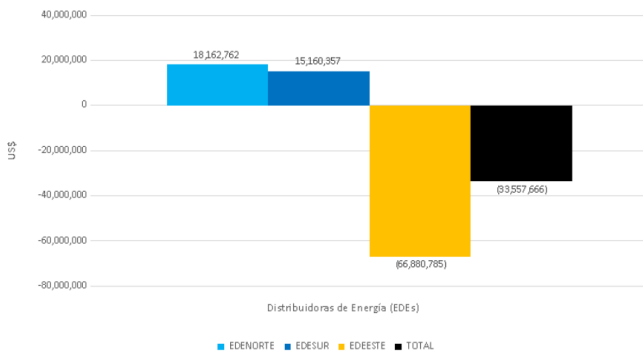
### Balance de facturación Vs Costo de abastecimiento (US\$) Enero-Mayo 2022.



### Nuevo balance de facturación con todas las metas señaladas en el pacto (US\$) Enero-Mayo 2022.



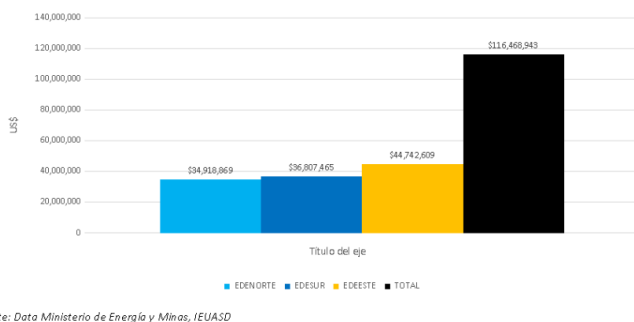
### Balance de facturación Vs Costo de abastecimiento (US\$) Enero-Mayo 2022 con tarifa técnica.



Pasaremos a comentar los resultados mostrados en las gráficas anteriores y lo que se puede esperar de la aplicación de una tarifa eléctrica técnica.

En principio se tendría como objetivo transparentar los costos y lograr que las EDES tengan un VAD suficiente para cubrir al menos los costos de abastecimiento. Luego de cumplidas las metas de mejoras todas las EDES podrán cubrir sus gastos operativos y de expansión sin necesidad de aportes del Gobierno. Hemos hecho una estimación de las anualidades en base a los trabajos que se requieren realizar y luego cuales podrían ser estas para un nuevo estudio tarifario a aplicar a partir de enero de 2027 y que debe ser realizado en el año 2026.

### Nuevo Balance de facturación Vs costo de abastecimiento con metas de facturación pacto (US\$) Enero-Mayo 2022.



Como se observa en la tabla 7 en la actualidad la tarifa real no cubre ni los costos de abastecimiento de los EDES, sin embargo esto es dando como buenos y validos dichos costos. Se puede observar como con el solo hecho de aplicar la tarifa técnica, dando a las EDES la oportunidad de recuperar el valor agregado de distribución, tanto EDENORTE como EDESUR llegan al punto de equilibrio, no así

EDEESTE que tiene un serio problema por su elevadas pérdidas no técnicas, por lo que debe reducirlas mejorando sustancialmente su facturación, pues sin eso no lograría llegar a su punto de equilibrio. En su zona existen más de 750 mil usuarios sin medición. Esto se muestra en la gráfica 7. En la gráfica 8 resultados con mejora facturación, donde ya EDEESTE obtiene rentabilidad.

En la gráfica 9 se muestran los resultados por EDE de todas las mejoras, implícitas en el Pacto, incluyendo las reducciones en los costos de abastecimiento (más de US\$ 430 millones anuales en la actualidad). El superávit permitiría una reducción de las tarifas a aplicar. El nuevo pliego tarifario, que se aplicaría a partir de enero de 2027, tendría anualidades similares a las mostradas en la tabla 6.

Qué hacer con las EDES?

Objetivos Generales: Eliminar influencia política partidaria en administración de las empresas y normalizar su operación con la reducción de pérdidas.

Para esto se debe contratar un Administrador General o Vicepresidente Ejecutivo seleccionado mediante concurso de oposición. Transparentar la realidad de las EDES, en base a la evaluación de los resultados y sus causas. Contar con un buen plan para la reducción de pérdidas y recursos suficientes para acometerlo en base a una buena evaluación de sus anualidades y una buena gerencia o gerente de reducción de pérdidas. Con esto se puede normalizar en 4 años la operación de las EDES.

Evaluar el desempeño en base a energía, modificando la tendencia de evaluar en términos económicos el mismo, algo que sin una tarifa bien estructurada no es posible. Siempre se debe

evaluar si la tarifa permite cubrir los costos anuales definidos en base a la LGE y su reglamento de aplicación. Opciones para lograr esto:

1. Contratar Gestión de la O&M y Comercialización de la Empresa.

Licitación O&M y Comercialización de empresa privada especializada mediante licitación pública internacional. El pago a la empresa contratada se establecerá en base a la disminución de las pérdidas, siguiendo un criterio similar al que se establece mas adelante en el caso de gestión de pérdidas. La gestión de pérdidas se realizaría tal cual se especifica en la opción 2.

2. Contratar sólo la Gestión de Pérdidas de la Empresa  
Objetivo particular : Cambiar el modelo de gestión de pérdidas en las empresas distribuidoras.

#### Contratar sólo la Gestión de Pérdidas de la empresa

- Gestión basada en circuitos de distribución por subestación, como elemento de definición de frontera o territorio de gestión
- Gestión basada en el Índice de Recuperación Energía (ERI)
- Contratar empresas locales e internacionales que manifiesten interés en la tarea (Mediante proceso de licitaciones públicas nacionales e internacionales)
- Establecer nivel de pérdida de energía inicial y el plan de recuperación de pérdidas para el periodo a contratar. Este índice será el establecido en el pacto eléctrico.
- En nivel de desempeño se evaluará en base al cociente de la energía cobrada contra la inyectada en el circuito. Este índice sustituirá el tradicional CRI usado hasta ahora para evaluar el desempeño de las EDES

#### Contratar sólo la Gestión de Pérdidas de la empresa

- El personal técnico de campo de las EDES pasará bajo control total del Contratista. Aspectos sobre su desempeño serán comunicados a las EDES quienes aplicarán los correctivos de lugar.
- Las EDES tienen la obligación de proveer los recursos financieros y materiales necesarios para cumplir con el plan de recuperación de pérdidas.
- El contratista cobrará en base al cumplimiento de reducción de pérdidas. El monto a cobrar se establecerá a partir de la disminución de las pérdidas, usando un porcentaje inicial el cual se incrementará a partir del segundo año. Para el primer año se establecerá un 10% del valor de la energía recuperada, y se incrementará un 5% cada año hasta llegar a un 30% al final del 5to año.
- El pago a la empresa contratada se establecerá en base a la reducción de las pérdidas y su valor económico. El valor económico de la energía se establece a partir del precio medio de compra de la EDE, mas el valor agregado de distribución (VAD) establecido en la tarifa técnica. El pago al contratista nunca excederá el valor agregado de la tarifa técnica.
- Los Canales de Pago seguirán bajo administración y control de la Gerencia de las EDES.

Analizando los resultados al mes de abril de 2022, y la gestión de pérdidas actual, observamos que solo EDENORTE parece continuar gestionando pérdidas, las demás parecen estar paralizadas en gestión de pérdidas, aunque tienen la información.

La que continúa mejorando, aunque ligeramente es EDENORTE, de ahí que tenga toda la información actualizada, pero su desempeño actual podría ser mejor. EDESUR está estancada y en retroceso, y EDEESTE requiere mucha de gestión de pérdidas. También requiere de medidores y de la gestión necesaria para formalizar usuarios en su zona, pues tiene más de 750 mil usuarios sin regularizar. Resulta obvio que sin medición no puede haber facturación, y sin facturación no se puede cobrar la energía servida, siendo este su principal problema.

Pero como se puede apreciar, no es solo un problema de instalar medidores a los clientes; ni siquiera de instalar totalizadores a los transformadores, pues los tienen EDEESTE y EDESUR, y su desempeño es pobre, es un problema de gestión, de una buena gerencia. Algo que si se verifica siempre es que a más totalizadores, y comprensión de su rol y uso en la gestión, menores pérdidas. En la tabla 8 se muestran los datos a abril de 2022 en base a mediciones.

Darle más recursos a las EDES sin cambiar el modo operandi, ayuda sin dudas y más ahora, pero no resuelve por sí solo el problema, en especial en EDEESTE. Se sugiere la creación de cooperativas eléctricas como parte de la solución. Las cooperativas pueden ayudar en la gestión de las pérdidas y mejor aún si se considera el uso de energía fotovoltaica como uno de los objetivos de las mismas, pues contribuyen a una reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas, así como una reducción del

costo de abastecimiento de las EDES.

Análisis Abril 2022					
Totalizadores instalados	Unidad	EDE Norte	EDE Sur	EDE Este	Total
Energía TOTAL Comprada EDES (ECTT)	GWh/Mes	414.0	485.5	475.5	1,375.1
Pérdida de Energía TT	GWh/Mes	86.8	122.1	226.1	435.0
Pérdida de Energía TT	%	20.96%	25.09%	47.55%	31.61%
Promedio Energía Entregada por TrTF (Promedio EDENORTE)	kWh	6,549.8			
Total Estimado de Transformadores EDES (Estimado en base a los TRTF)	Tr	63,208	74,291	72,596	210,096
Transformadores con Totalizadores Funcionando (TrTF)	TrTF	29,102	9,895	3,865	42,862
Porcentaje de Transformadores c Totalizadores Funcionando (TrTF)	%	46.04%	13.32%	5.32%	20.40%
Cientes Registrados Totalizadores (TrTF)	Cientes/TrTF	916,144	175,358	122,300	1,213,802
Cientes Promedio por TRTF	Cientes/TrTF	31	18	32	28
Energía Entregada TrTF (GWh)	GWh	190.61	50.39	10.30	251.30
Energía Entregada TrTF/ECTT	%	46.04%	10.36%	2.17%	18.28%
Correlación Energía Entregada versus % TrTF (Toma EDENORTE como base)	%	100.00%	77.75%	40.69%	89.52%
Correlación de Pérdidas Totales en función de la gestión de los TrTF	%	20.96%	26.96%	51.51%	
Energía Entregada TrTF/TrTF	kWh/Mes	6,549.8	5,092.5	2,664.9	5,863.0
Energía Facturada TrTF (GWh)	GWh	158.37	31.32	7.94	197.63
Pérdidas Energía TrTF (GWh)	GWh	32.24	19.07	2.36	53.67
% Pérdidas Totalizadores (Pérdidas Técnicas Secundarias, Falta Medición y Comercialización)	%	16.92%	37.84%	22.91%	21.36%
Pérdidas Estimadas de Facturación por TrTF	kWh/Mes	0.0	1,457.3	3,884.8	686.7
Pérdida de Energía en Exceso en los TrTF (Sobre 16.92% EDENORTE)	%	0.00%	22.25%	59.31%	10.48%
Consumo Promedio por Cliente TRT	kWh/Mes	208	370	207	231

Los recursos para operar las EDES deben salir de la facturación, pero para que esto sea posible se debe contar con una tarifa que recoja los costos y esto requiere valorar bien la anualidad reconocida, y que se pueda transferir los costos de abastecimiento a tarifa de manera transparente y de no hacerse esto, usar el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE) adecuadamente, reconociendo los aportes del FETE como ingresos de las EDES. por pérdidas de facturación debido a una decisión de política pública.

Por el ataque sistemático a la gestión de las EDES su personal no está motivado, y por eso no se logra la sinergia necesaria en las acciones para la gestión de pérdidas, pues ellos saben que no cuentan actualmente con un mínimo de recursos materiales para hacer bien su labor y se les culpa a ellos de esto, en especial en EDEESTE y EDESUR. Se requiere en la actualidad motivar al personal de las EDES.

Recomendamos hacer de inmediato:

1. Inventario de totalizadores por circuito.

2. Verificar las pérdidas por totalizador.
3. Revisa el sistema de gestión.

Para esto último tomar de ejemplo la gestión de EDE-NORTE. En el caso de EDEESTE se debe depurar el personal encargado de la supervisión en la oficinas y en el campo, y las empresas que le dan servicio mediante contratos. Contratar nuevo personal mediante concurso, y nuevas empresas, con contratos donde los pagos estén ligados al logro de metas de la tabla 12.

Las empresas distribuidoras tienen información de sobra para poder acometer la tarea de reducir pérdidas no técnicas en una primera etapa, que es lo que motiva la mayor parte de las pérdidas de energía gestionable. Falta decisión política para emprender esta tarea y un buen gerente gestor de reducción de pérdidas que se seleccione mediante concursos públicos. La fórmula para el éxito es un buen plan elaborado por un profesional con experiencia en estos temas y contratar buenos gerentes que se encarguen de la ejecución de dichos planes. Se recomienda tener uno por EDE, bajo una dirección unificada de un gerente nacional para el monitoreo del cumplimiento de los planes de reducción de pérdidas.

Evaluando las inversiones que se deben realizar en las tres empresas distribuidoras, las mismas se pueden clasificar: 1. De rutina durante el cuatrienio y las extraordinarias; 2. Para recuperación de pérdidas por inversiones no realizadas en el cuatrienio anterior. Se toma un cuatrienio para hacer estas estimaciones, pues la máxima vigencia de un pliego tarifario de acuerdo a la LGE.

Analizando y cuantificando económicamente la oferta de energía y potencia a las EDES de parte de las

empresas de generación, son múltiples las causas por las cuales los precios de venta son altos: Falta de licitaciones oportunas al no realizarse de manera regular las licitaciones de compras a futuro, una estructura del financiamiento inadecuada, tasas de retorno del aporte de capital exageradamente altas, compras de combustibles fragmentadas y sin un análisis adecuado para compras oportunas, despachos forzados, que se podrían evitar con la tecnología disponible para regular voltaje en la red, etc. Todo esto representó más de US\$ 430 millones al año 2021 de incremento en el costo de abastecimiento, una cifra cercana al 50% del déficit anual de las EDES para ese año. Esto presiona al alza las tarifas, toda vez se ha considerado siempre solo como un costo a pasar (pass through) a la misma.

Cabe destacar que casi el 70% del valor del pliego tarifario está compuesto por el costo de abastecimiento, o precio medio de compra, de las EDES, como ya mencionamos, y solo el otro 30% tiene que ver con los costos propios de la gestión de las EDES. Pero todo el peso de los aumentos se achacan a mala gestión de las EDES y eso es totalmente falso desde el punto de vista económico, y tal vez sea la razón principal de la falta de recursos que se aprecia en las EDES y que no se observa en las Empresas de Generación, que tienen siempre recursos disponibles.

De la tabla 5 podemos apreciar que se debe contar con unos US\$ 320 millones al año para emprender sólo las inversiones requeridas para mantener actualizada la expansión de las redes de distribución y el control de pérdidas rutinario de acuerdo a los valores reconocidos en la tarifa de referencia ac-

---

tualmodelada por la SIE, siempre que esto no se tome para cubrir costo de abastecimiento como en la actualidad.

Esto representa una inversión de unos US\$ 1,280 millones en 4 años, recursos que de no poderse obtener de la aplicación del pliego tarifario, deberán ser cubiertos por el Gobierno, pero no como un subsidio a las EDES sino como una compensación a las EDES por falta de ingresos debido a la aplicación de una política pública de subsidio al precio del consumo de energía eléctrica a la población (FETE).

Esto debe ser debidamente socializado, pues se tiene la impresión que eso se debe al mal manejo de las EDEs y no es así. El subsidio debe ser transparentado en las facturas. Las cooperativas ayudarían sin dudas a esa socialización. De manera paralela se debe poner atención al costo de abastecimiento, evitando que la posición dominante del oligopolio de las empresas de generación impida su transparencia.

Valorando los requerimientos de recursos económicos de los que deben disponer las empresas de distribución para acometer las tareas acumuladas por falta de inversiones del cuatrienio anterior llegamos a los resultados de la tabla 9. Como se puede observar los valores de las anualidades son superiores a los de la tabla 5 que representaba las anualidades reconocidas por la SIE a las Empresas de Distribución para la labor normal de las mismas, partiendo de realidad actual.

La diferencia entre los valores de sustitución de tabla 9 y los de la tabla 5, representa el monto

requerido para acometer obras atrasadas que deben ser ejecutadas para poder llegar a la empresa modelo usada definir la tarifa de la SIE (modelada y vigente como referencia), pero que no se podrán obtener mediante la tarifa vigente. El valor anual extra requerido es de unos US\$ 128 millones, un total de US\$ 512 millones en 4 años. El valor de las inversiones atrasadas, o de rehabilitación, por lo general no se reflejan en un modelo de tarifa técnica, pues la anualidad reconocida se basa en empresas en estado normal de operación, por lo que urge el buscar fondos para acometer esa rehabilitación, ya que los mismos no podrían obtenerse del flujo de caja normal de las distribuidoras, que se sustentarán por los márgenes reconocidos en la tabla 5.

Al finalizar el cuatrienio de aplicación de una tarifa basada en las anualidades de la tabla 5 es que podríamos ya tener empresas normalizadas, siempre que se consigan recursos para la rehabilitación, A partir de entonces pueden operar con anualidades similares a las de la tabla 6.

Para evaluar el cumplimiento de los planes de gestión de pérdidas de las tres empresas se debe crear Comisión de seguimiento integrada por 7 miembros de entidades relacionadas con el subsector eléctrico para discutir y aprobar los planes y luego para evaluar mensualmente el cumplimiento de las metas acordadas en el Pacto Eléctrico, que se muestran en la tabla 12.

Las empresas distribuidoras tienen clasificados los circuitos por el nivel de pérdidas como se puede apreciar en las tablas 10 y 11. Con esto y lo anterior se puede completar el plan para reducción de pérdidas de cada empresa de distribución eléctrica.

Tabla 9

Anualidad de las Empresas Distribuidoras, sin costo de abastecimiento *			
Concepto	EDENORTE	EDESUR	EDEESTE
<b>VAD</b>			
Valor Nuevo de sust tución **	134.16	154.37	158.30
Costos de explotación	30.48	33.62	39.08
Costos de capital e incobrables	11.2	14.73	13.88
Total VAD	175.84	202.72	211.26
<b>Gestión Comercial</b>			
Valor Nuevo de sust tución	2.44	2.2	3.12
Costo gestión comercial	17.1	15.42	20.67
Total gestión comercial	19.54	17.63	23.79
Anualidad requerida	195.38	220.35	235.05

\* US\$ millones a valor actual mayo 2022

\*\* Incluyendo inversiones para adecuación redes, hasta el 2026

Gestión Comercial EDES					
Análisis Pérdidas Circuitos					
Pérdidas (%)	Unidad	Circuitos			Total
		EDENorte	EDESUR	EDEEste	
Circuito pérdidas "0%"	Ud.	16	34	19	69
Circuito pérdidas mayores que 0% y menos que 5%	Ud.	22	27	12	61
Circuito pérdidas => que 5% y menos que 10%	Ud.	33	34	10	77
Circuito pérdidas => que 10% y menos que 15%	Ud.	49	18	4	71
Circuito pérdidas => que 15% y menos que 20%	Ud.	26	8	8	42
Circuito pérdidas => que 20% y menos que 25%	Ud.	17	10	6	33
Circuito pérdidas => que 25% y menos que 30%	Ud.	13	8	13	34
Circuito pérdidas => que 30% y menos que 35%	Ud.	9	11	18	38
Circuito pérdidas => que 35% y menos que 40%	Ud.	12	12	16	40
Circuito pérdidas => que 40% y menos que 45%	Ud.	21	13	15	49
Circuito pérdidas => que 45% y menos que 50%	Ud.	13	9	11	33
Circuito pérdidas => que 50% y menos que 55%	Ud.	20	11	13	44
Circuito pérdidas => que 55% y menos que 60%	Ud.	6	8	10	24
Circuito pérdidas => que 60% y menos que 65%	Ud.	12	15	10	37
Circuito pérdidas => que 65% y menos que 70%	Ud.	14	6	10	30
Circuito pérdidas => que 70% y menos que 75%	Ud.	4	6	11	21
Circuito pérdidas => que 75% y menos que 80%	Ud.	8	8	7	23
Circuito pérdidas => que 80% y menos que 85%	Ud.	8	4	10	22
Circuito pérdidas => que 85% y menos que 90%	Ud.	1	3	19	23
Circuito pérdidas => que 90% y menos que 95%	Ud.	1	3	5	9
Circuito pérdidas => que 95%	Ud.	0	1	6	7
<b>Totales</b>		<b>305</b>	<b>249</b>	<b>233</b>	<b>787</b>

Tabla 10. Pérdidas totales por circuito.

Fuente: EDES. Los circuitos con pérdidas cero son los exclusivos que sirven a Usuarios No Regulados, clientes de las EDES.

Parámetro	EDENorte	EDESUR	EDEEste	Total
Compra Energía	414.00	486.59	475.49	1,376.08
Total Líneas MT	13,757.47	8,121.58	6,884.63	28,763.67
Circuitos	305.00	249.00	233.00	787.00
km/Circuito	45.11	32.62	29.55	36.55
Energía/Circuito	1.36	1.95	2.04	1.75
Energía/km	30,092.75	59,913.22	69,065.48	47,840.90
Comparación con EDENORTE	100.00%	199.10%	229.51%	158.98%

Tabla 11. Densidad energética por EDE.

A modo de resumen exponemos lo que desde nuestro punto de vista se debe corregir en la aplicación

de la tarifa de transición para que se cumpla con los acuerdos y la LGE:

1. Usar una tarifa de referencia correcta. Se debe usar la tarifa técnica como referencia y en su defecto estimarla tal y como se define en el tema 8.2.2.1 literal a del texto para el Pacto Eléctrico.

2. No eliminar el subsidio cruzado por completo en la BTS para el año 2026, algo no contemplado en el texto para el Pacto, que solo hablaba de reducir el subsidio a un subsidio moderado dentro de la BTS y no eliminarlo por completo. Esto esta teniendo un efecto muy marcado para los subbloques hasta los 300 kWh de consumo mensual, tal y como de puede apreciar al comparar los resultados de las tablas 2 y 3.

3. Determinar el PMC solo considerando los contratos que cumplan con lo establecido en la LGE de licitaciones públicas, con un máximo de un 20% de compras en el mercado spot. Los contratos que no cumplan con ese requisito para los fines tarifarios no deben considerarse en la estimación del PMC, la diferencia entre el precio ofertado por el generador contrata fuera de licitación y el PMC estimado se considerará en el corto plazo como un subsidio a la generación, hasta que se audite los motivos de tales precios y se establezca si los motivos de dicha diferencia se justifican. De lo contrario se revertirá el subsidio.

4. Las tarifas deben recoger los costos tanto de abastecimiento, como del Valor Agregado de Distribución que resulte de un estudio de tarifa técnica. Si el Gobierno por razones de política pública decide no aplicar aumentos de tarifa, entonces la diferencia entre el precio resultante de la aplicación de la tarifa técnica y el aplicado a la factura debe ser cubierto por el Gobierno, pero sin clasificarlo como subsidio a las EDES sino al consumidor, y este monto debe aparecer en las facturas de los consumidores, o usuarios.

5. Las empresas de generación eléctrica deben ser sometidas anualmente a auditorías técnicas y económicas, debiendo justificar que han hecho los mejores esfuerzos para conseguir precios de los combustibles en un régimen de competencia, y que sus eficiencias térmicas son las óptimas.

6. Fomentar el desarrollo de cooperativas eléctricas como parte de la solución para la reducción de pérdidas, con la incorporación de generación distribuida como parte de las mismas. Gestionar el financiamiento para este tipo de desarrollo.

Por último en la tabla 12 se muestran las metas que se comprometieron alcanzar las empresas de distribución en el texto para la firma del Pacto Eléctrico. Como se puede observar existen atrasos, a pesar de la mejoría que se experimenta al mes de abril del año 2022. Esto se debe al retroceso experimentado en el año 2020 y a un desempeño deficiente en la gestión de pérdidas a partir del 2021, por lo que las metas, excepto la disponibilidad que debía rondar a abril los 90.5% y se situaba en el 97%, presentan un atraso de al menos 1 año respecto a lo programado a esa fecha,

considerando el aumento de la disponibilidad, siendo EDEESTE la de mayor incumplimiento.

	2019	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	202
<b>Pérdidas (%)</b>	<b>27.0%</b>	<b>33.5%</b>	<b>27.0%</b>	<b>23.4%</b>	<b>21.1%</b>	<b>19.1%</b>	<b>17.1%</b>	<b>15.0</b>
Edenorte	20.5%	23.3%	20.5%	18.5%	17.0%	15.5%	14.0%	12.5
Edesur	21.4%	25.5%	21.4%	19.4%	17.9%	16.4%	14.9%	13.4
Edeeste	38.3%	50.1%	38.3%	32.3%	28.3%	25.3%	22.3%	19.3
<b>Cobranzas (%)</b>	<b>96.5%</b>	<b>92.8%</b>	<b>96.0%</b>	<b>96.0%</b>	<b>97.0%</b>	<b>97.0%</b>	<b>97.0%</b>	<b>97.0</b>
Edenorte	97.4%	95.0%	96.0%	96.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0
Edesur	94.9%	92.5%	96.0%	96.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0
Edeeste	97.8%	90.4%	96.0%	96.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0
<b>Disponibilidad</b>	<b>89.7%</b>	<b>96.2%</b>	<b>90.0%</b>	<b>91.5%</b>	<b>93.0%</b>	<b>94.0%</b>	<b>95.0%</b>	<b>97.0</b>
Edenorte	92.5%	97.2%	92.0%	92.0%	93.0%	94.0%	95.0%	97.0
Edesur	91.3%	96.1%	92.0%	92.0%	93.0%	94.0%	95.0%	97.0
Edeeste	85.4%	95.4%	86.0%	90.0%	93.0%	94.0%	95.0%	97.0
<b>OPEX/Ingresos</b>	<b>18.2%</b>	<b>18.2%</b>	<b>15.0%</b>	<b>14.0%</b>	<b>13.0%</b>	<b>12.0%</b>	<b>11.0%</b>	<b>10.0</b>
Edenorte	19.6%	18.4%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0
Edesur	19.4%	18.0%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0
Edeeste	15.0%	18.0%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	11.0%	10.0

\* Datos para enero-octubre 2020.

Todas las metas se refieren al valor de cada variable como promedio anual.

Los OPEX considerados son: personal, proveedores y contratistas. Se excluyen los pagos de tasas, impuestos

Conclusiones sobre la aplicación de la tarifa de transición:

- Si bien el precio de la energía eléctrica de la tarifa BTS1 debe ser superior a las de media tensión, no se justifica el aumento que las referidas resoluciones establecen para la misma.
- Aunque otros bloques tarifarios también se aumentan, pues se están recogiendo como un “Pass through” todas las ineficiencias del sistema eléctrico y las prácticas del oligopolio en la manipulación de los precios de la generación, es particularmente mayor el impacto del ajuste en el subbloque de 0 a 200 kWh mes, al eliminarse también por completo el subsidio cruzado dentro de la propia BTS.
- El aumento en ese subbloque es 2.587 veces superior al resultante de aplicar correctamente lo reglamentado por la Ley y lo “pactado”.

- Recomendamos volver al orden con el cumplimiento de Ley y lo “pactado”, el servicio eléctrico no es solo un negocio, es en esencia un servicio de utilidad pública sometido a regulación de los precios. La SIE conoce esto, solo debe actuar en consecuencia, como ya lo ha hecho al ordenar el estudio de tarifa técnica.

Santo Domingo, D.N.  
10 de agosto de 2022

• **Bibliografía:**

- autor José Luis Moreno, 2005, Costos de producción y márgenes de utilidad en la generación térmica de República Dominicana, 2da. edición revisada y ampliada. Editora de Colores.
- Autor José Luis Moreno, 2001, 2da. Edición. Evaluación la Reforma al Negocio Eléctrico Dominicano, editora de Colores.
- Resolución SIE 075-2021-TF. SIE-Superintendencia de Electricidad.
- Resolución SIE 087-2021 TF y la aplicación de la SIE 093-2021 TF.
- Resolución SIE 021-2022-TF.
- Informes del IEUASD sobre el efecto de aplicación resoluciones SIE 075-087-093-2021 TF.
- Ley 125-01 y su reglamento de aplicación.
- Documento usado para el Pacto Eléctrico,

versión usada para su firma el 24 de febrero de 2021.

- Anuarios del Organismo. Coordinador (OC) del SENI, 2000-2020.
- Informe de Ministerio de Energía y Minas. Código: MEM VME DPE PR04 IN01 Versión: 01. mayo 2022. MEM- Ministewrio de Energía y Minas.
- Publicaciones varias del Instituto de Energía, UASD, 1996-2021.
- SHARON BEDER, 2005 Energía y Poder, Fondo de Cultura Económica, autora.
- Informes del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado 2019 y 2020.
- Publicación de la operación del SENI de la Superintendencia de Electricidad, 2019 y 2020.
- Texto para la firma del Pacto Eléctrico. 2017
- Reglamento para la aplicación Pacto Eléctrico, decreto No. 655-21 que establece el Reglamento del Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico. Octubre 2021

Costos Totales reconocidos en la Tarifa de Referencia				
		EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
Gastos Operativos - CF	miles US\$/año	6,337.9	7,566.0	6,199.0
Gastos Operativos - VAD	miles US\$/año	55,153.9	52,938.4	38,297.1
Costos de Capital - CF	miles US\$/año	223.3	317.2	228.9
Costos de Capital - VAD	miles US\$/año	65,657.3	88,532.2	65,332.3
Recargo por AP	miles US\$/año	0.0	19,212.2	14,129.0
Costo de incobrabilidad	miles US\$/año	16,414.6	16,151.1	11,877.8
<b>COSTOS RECONOCIDOS</b>	<b>miles US\$/año</b>	<b>143,787.0</b>	<b>184,717.2</b>	<b>136,064.0</b>

---

## **José Luis Moreno San Juan.**

Correo electrónico: [morenosanjuan@gmail.com](mailto:morenosanjuan@gmail.com)  
Ingeniero mecánico electricista graduado con honores en la Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD), año 1979, con especialidades en energías renovables, programación, gerencia de producción, balance de plantas de potencia a nivel de maestría y un doctorado en administración de proyectos.

Más de 40 años de experiencia. Profesor e investigador titular y meritísimo de la FIA, UASD. Investigador titular de la carrera nacional de investigación científica y tecnológica, premio del año 2019 área ingenierías. Coordinador en la evaluación de las carreras de ingeniería, MESCYT 2010-16. Más de 60 trabajos de investigación concluidos, 7 libros publicados sobre temas de energía, tres de ellos usados como textos. Una patente de invención y una de utilidad.

Actual director del Instituto de Energía UASD, cofundador y primer director del mismo. Como profesional ha trabajado en las áreas de diseño eléctrico y mecánico de varias empresas. Actualmente consultor en proyectos relacionados con la producción y eficiente uso de la energía