Serie de Estudios Económicos
2020, No. 01

MERCADO ELÉCTRICO EN NICARAGUA

Diagnóstico y Recomendaciones

Julio 2020



FUNIDES
FUNDACIÓN NICARAGÜENSE PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL

Tabla de contenido

Siglas y acrónimos 7

Introducción 8

La tarifa de energía eléctrica 9

Componentes del sector eléctrico en Nicaragua 11

Diagnóstico: las barreras que inciden en la tarifa elevada 13

Recomendaciones 24

Referencias bibliográficas 29

Anexos 35

Siglas y acrónimos

BCN	**Banco Central de Nicaragua**
BEL	**Belize Energy Limited**
CEN	**Cámara de Energía de Nicaragua**
CEPAL	**Comisión Económica para América Latina y el Caribe**
CMT	**Costo Medio de Transmisión**
CND	**Centro Nacional de Despacho**
CNDC	**Centro Nacional de Despacho de Carga**
CNE	**Consejo Nacional de Energía**
CNEE	**Comisión Nacional de Energía Eléctrica**
CREE	**Comisión Reguladora de Energía Eléctrica**
ENATREL	**Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica**
ESMAP	**Energy Sector Management Assistance Program**
FECAMCO	**Federación de Cámaras de Comercio del Istmo Centroamericano**
FUNIDES	**Fundación Nicaragüense para el Desarrollo Económico y Social**
INE	**Instituto Nicaragüense de Energía**
IR	**Impuesto sobre la Renta**
IRENA	**Agencia Internacional de Energía Renovable**
MEM	**Ministerio de Energía y Minas**
MER	**Mercado Eléctrico Regional**
PENSA	**Polaris Energy S.A.**
PGR	**Presupuesto General de la República**
PIB	**Producto Interno Bruto**
PPA	**Power Purchase Agreement**
SIEPAC	**Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central**
SIGET	**Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones**
VAD	**Valor Agregado de Distribución**

Introducción

La provisión y acceso adecuado de energía eléctrica, así como su costo, son elementos fundamentales en el desarrollo económico y en la equidad social de cualquier país. En ese sentido, resulta crucial entender cuáles son los elementos que inciden de forma negativa en el funcionamiento del mercado eléctrico en Nicaragua.

En el presente estudio, se analizan los factores que explican la formación de precios de la energía eléctrica para el consumidor final nicaragüense, tanto en los hogares como en las empresas. Asimismo, se aborda una serie de ineficiencias y desincentivos económicos en el mercado eléctrico nacional, lo cual influye en una elevada tarifa eléctrica con respecto a otros países de Centroamérica. Esta situación representa uno de los principales cuellos de botella en Nicaragua para el desarrollo de las actividades económicas existentes, y para la implementación de estrategias de crecimiento económico, como la propuesta de transformación productiva presentada por FUNIDES (2017).

Para entender mejor las causas de las ineficiencias en el sector, se realiza un diagnóstico del mercado eléctrico examinando sus componentes: generación, transmisión y distribución. Cada uno presenta problemas particulares, donde algunos tienen incidencia más allá del propio componente; por ejemplo, un costo alto de generación de energía eléctrica incide en el margen de maniobra para reducir precios que pueda tener la distribuidora, porque recibe un insumo caro.

Para cada una de las dificultades discutidas en este reporte, se presentan recomendaciones por componente de corto y mediano plazo. Adicionalmente, se proponen actores e instituciones que puedan ejecutar dichas soluciones. Estas recomendaciones se orientan a modificar las características estructurales que mantienen la tarifa eléctrica elevada. Una menor tarifa eléctrica contribuirá al aumento de la productividad de los agentes económicos y al bienestar de los hogares nicaragüenses.

En la primera sección se realiza una breve comparación entre la tarifa eléctrica de Nicaragua con los demás países de Centroamérica, con lo que se busca dejar en evidencia la problemática. Luego, se explican los componentes de cada uno de los eslabones del mercado de energía eléctrica: generación, transmisión y distribución. En la tercera sección, se lleva a cabo el diagnóstico del mercado eléctrico de Nicaragua, separando el análisis por cada uno de los eslabones del mercado. En la última sección, se presentan las recomendaciones de corto y mediano plazo para cada uno de los eslabones en el mercado, que tienen como objetivo corregir los problemas y fallas detectadas en el diagnóstico.

La tarifa de energía eléctrica

Según cifras de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) (2018) y los entes reguladores y actores del mercado energético[1] de los países de Centroamérica, el precio promedio que los consumidores finales pagan por la energía en Nicaragua es una de las más altas en la región.

CUADRO 1

Precio regulado medio al consumidor final [a/]

US$ / MWh

	Nicaragua		El Salvador		Guatemala		Belice		Honduras		Costa Rica		Panamá	
	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA
2012	201	506	230	439	245	526	211	341	185	263	152	286	171	298
2013	211	537	230	451	244	516	242	383	177	247	185	364	189	331
2014	216	552	229	461	230	472	226	344	173	256	170	343	188	336
2015	204	527	191	392	196	402	195	296	152	223	161	337	199	370
2016	191	516	153	324	186	366	184	274	139	215	161	354	162	314
2017	188	523	174	375	188	351	189	275	145	235	147	333	173	348
2018	207	597	190	411	n.d.	n.d.	196	292	n.d.	n.d.	147	341	n.d.	n.d.
2019	212	625	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

a/: Pariedad de poder adquisitivo (PPA): se refiere a la tasa de conversión de monedas que elimina las diferencias de niveles de precios entre países, igualando el poder de compra de diferentes monedas. De esta manera, una cierta cantidad de dinero comprará de la misma canasta de bienes y servicios en cada país tras convertir dicha suma a dólares estadounidenses ajustados por PPA (United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization [UNESCO], 2020).

Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), Belize Energy Limited (BEL), Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Instituto Nicaragüense de Energía (INE).

Asimismo, un estudio realizado por la Federación de Cámaras de Comercio del Istmo Centroamericano (FECAMCO) afirma que en Nicaragua el costo de la energía eléctrica hasta 2018 estaba por encima del resto de la región, a nivel de empresas del sector comercio[2] (Rocha, 2019).

CUADRO 2

Precio para consumo de energía en el sector comercial [a/]

US$ / MWh, 2018

		Consumo mensual		
		2.5 MWh	7.5 MWh	15 MWh
Guatemala	US$	154	124	140
	US$ PPA	297	240	270
El Salvador	US$	192	196	186
	US$ PPA	416	424	402
Costa Rica	US$	204	177	164
	US$ PPA	334	291	268
Honduras	US$	195	195	195
	US$ PPA	451	451	451
Panamá	US$	210	208	201
	US$ PPA	428	425	409
Nicaragua	US$	236	234	228
	US$ PPA	680	676	656
Promedio regional [b/]	US$	191	180	177
	US$ PPA	434	418	410

a/: Pariedad de poder adquisitivo
b/: Excluyendo Nicaragua.

Fuente: Rocha (2019) con base en cifras de FECAMCO.

Cabe destacar que los pliegos tarifarios han tenido incrementos significativos a partir de 2019, a como se observa en el cuadro inferior. El aumento anual de 2019 para todos los tipos de tarifa fue de aproximadamente 19 por ciento (exceptuando los sectores subsidiados con consumo por encima de 100 kWh al mes, los cuáles registraron un mayor incremento).

Luego, en el acumulado de 2020 (hasta el mes de julio, último dato publicado por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) al momento de este estudio), la tarifa de energía ha aumentado entre 5.4 y 6.6 por ciento para los sectores subsidiados que consumen más de 100kWh cada mes y ha disminuido en 1.6 por ciento para el resto de sectores (veáse Cuadro 3). El incremento superior en el sector subsidiado con relación a los demás sectores, observado tanto en 2019 como en 2020, se debe a la reducción gradual del subsidio de energía[3] aprobado por el Gobierno en 2018 mediante la Ley No. 971[4]. En cambio, la disminución leve observada en 2020 para la mayoría de los sectores se debe a la reducción de la tarifa energética (3%) anunciada por el Gobierno en el contexto de la crisis generada por el COVID-19.

Esta situación no es nueva. En un estudio previo, FUNIDES (2015) también hizo referencia a la alta tarifa de energía eléctrica de Nicaragua con respecto a la región centroa-

1 Belize Energy Limited (BEL) (2014), BEL (2019); Centro Nacional de Despacho (CND) (2020); Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) (2014), CNEE (2020); Instituto Nicaragüense de Energía (2020a); y Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) (2019).

2 Al momento de esta publicación, esta es la única información identificada relacionada con el costo de la energía eléctrica en el sector productivo. Sin embargo, puede considerarse como un aproximado del costo de la energía eléctrica para el sector empresarial en general.

3 En 2018, los cargos tarifarios para aquellos sectores subsidiados con un consumo superior a los 100 kWh serían subsidiados entre un 40 y 50 por ciento; entre 30 y 40 por ciento en 2019; y entre 25 y 35 por ciento a partir de 2020.

4 Ley de Reformas a la Ley No. 272, "Ley de la Industria Eléctrica", a la Ley No. 898, "Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor", a la ley No. 720, "Ley del Adulto Mayor" y a la Ley No. 160, "Ley que Concede Beneficios Adicionales a las Personas Jubiladas".

mericana. Lo anterior refrenda la importancia de analizar el problema estructural de la formación de precios de la energía eléctrica en el país.

CUADRO 3
Aumento en el pliego tarifario

Tipo de tarifa	Descripción	Cargo por energía C$/kWh			Diferencia C$/kWh		Variación Interanual	
		Diciembre 2018	Diciembre 2019	Julio 2020	Diciembre 2019	Julio 2020	Diciembre 2019	Julio 2020
Residencial	Primeros 25 kWh	2.7	3.2	3.2	0.5	0.0	19.2%	-1.5%
	Siguientes 25 kWh	5.8	7.0	6.9	1.1	-0.1	19.3%	-1.6%
	Siguientes 50 kWh	6.1	7.3	7.2	1.2	-0.1	19.4%	-1.6%
	Siguientes 50 kWh	8.1	9.6	9.5	1.6	-0.2	19.3%	-1.6%
	Siguientes 350 kWh	7.6	9.1	8.9	1.5	-0.1	19.3%	-1.6%
	Siguientes 500 kWh	12.1	14.4	14.2	2.3	-0.2	19.3%	-1.6%
	Adicionales a 100 kWh	13.8	16.5	16.2	2.7	-0.3	19.3%	-1.6%
Subsidio	Primeros 25 kWh	1.3	1.5	1.5	0.2	0.0	19.3%	-1.6%
	Siguientes 25 kWh	2.8	3.3	3.2	0.5	-0.1	19.3%	-1.6%
	Siguientes 50 kWh	2.9	3.4	3.4	0.6	-0.1	19.3%	-1.6%
	Siguientes 25 kWh	4.0	5.8	6.2	1.7	0.4	43.2%	6.6%
	Siguientes 25 kWh	4.8	6.7	7.1	1.9	0.4	39.2%	5.4%
General Menor	0-150 kWh	5.1	6.1	6.0	1.0	-0.1	19.3%	-1.6%
	> 150 kWh	7.9	9.5	9.3	1.5	-0.2	19.4%	-1.6%
General Mayor	Todos los kWh	5.9	7.1	7.0	1.1	-0.1	19.3%	-1.6%
Industrial Menor	Todos los kWh	6.9	8.3	8.1	1.3	-0.1	19.3%	-1.6%
Industrial Mediana	Todos los kWh	5.4	6.4	6.3	1.0	-0.1	19.4%	-1.6%
Industrial Mayor	Todos los kWh	5.6	6.6	6.5	1.1	-0.1	19.5%	-1.6%

Fuente: INE (2020).

Componentes del sector eléctrico en Nicaragua

El sector eléctrico de Nicaragua está conformado por entes públicos y privados que se pueden agrupar según su función: generación, transmisión, distribución y regulación del mercado de energía eléctrica. A continuación, se explica cada uno.

Generación: los generadores producen energía para efectuar transacciones con las distribuidoras o grandes consumidores. Actualmente operan 29 generadores localizados mayoritariamente en la región del Pacífico. Según los datos preliminares a 2018 de la CEPAL (2019), las fuentes de energía renovable en el país han aumentado su participación a un 57 por ciento. Cabe indicar que el 82.8 por ciento de la capacidad instalada (1,215.2 MW) proviene de inversiones privadas.

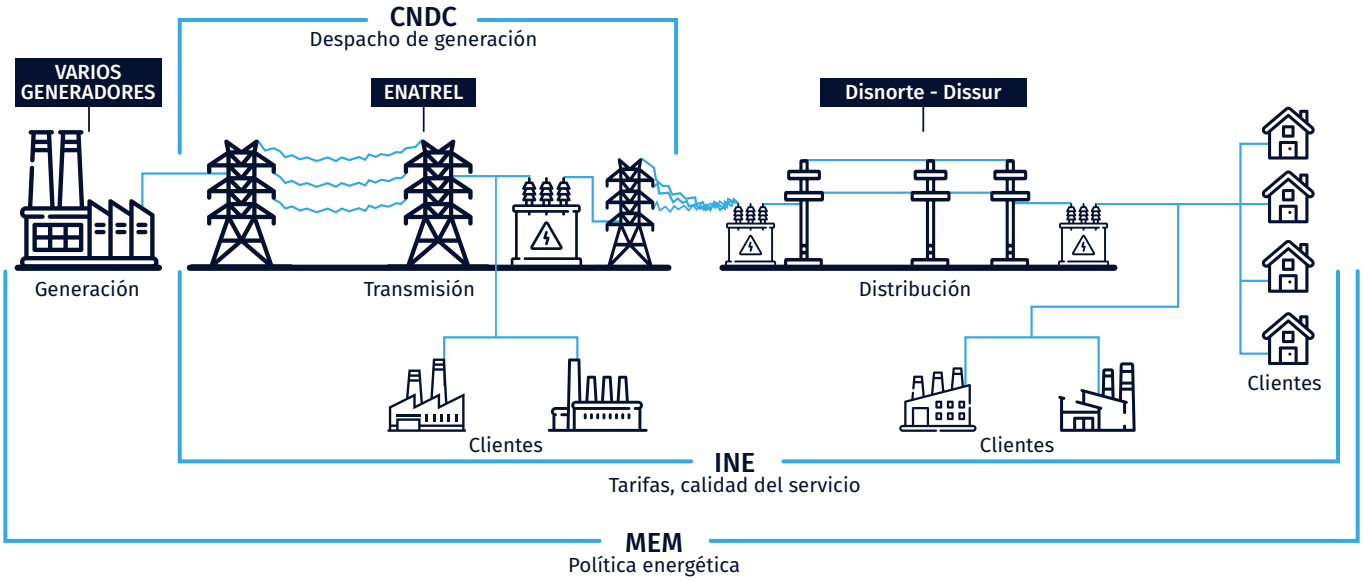
Transmisión: la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) se encarga del transporte de energía eléctrica a través de las líneas y subestaciones, desde las centrales de generación hasta los centros de distribución. Este agente no debe participar en la compra y venta de energía[5], y su rol es de un intermediario, cobrando por ello un peaje, también conocido como Costo Medio de Transmisión (CMT).

Distribución: este es el eslabón que pide concesiones para comercializar la energía eléctrica que obtiene por medio de los generadores. Hasta 2019, Nicaragua registraba una cobertura nacional de energía eléctrica de 97.2 por ciento, lo cual implica un aumento de 32,203 hogares que tienen acceso a este servicio con respecto al 2018. La distribución es realizada mediante procesos ejecutados por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y es operada casi completamente por la empresa privada Disnorte – Dissur, que en 2019 representó 95.7 por ciento de las ventas de energía en el país (Bow, 2019).

Regulación: los reguladores del mercado eléctrico son el MEM, que formula y coordina políticas públicas para el sector; y el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), que supervisa, fiscaliza y controla aspectos relacionados al sector energético, incluyendo hidrocarburos. Además, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) figura como el operador principal y sigue todos los procesos normados por el MEM y aplicados por el INE.

5 Según la Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica (1998).

Figura 1: Componentes del sector eléctrico en Nicaragua



Fuente: FUNIDES

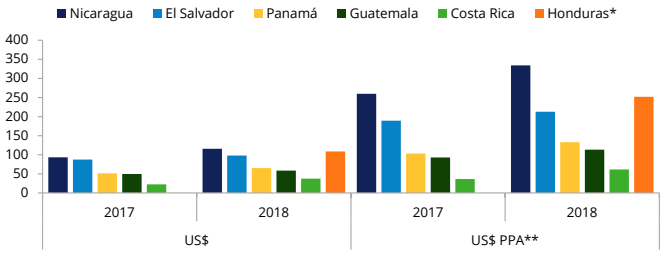
Diagnóstico: las barreras que inciden en la tarifa elevada

El siguiente apartado discute una serie de fallas en el funcionamiento del mercado eléctrico nicaragüense, y cómo cada una influye en el nivel actual de la tarifa energética final y/o en el suministro inadecuado del servicio eléctrico.

Generación

En 2018, la generación eléctrica contribuyó en un 61.7 por ciento de la tarifa energética final (Multiconsult, 2020a). El precio promedio mayorista de la energía eléctrica[6] en Nicaragua es uno de los más altos de Centroamérica.

GRÁFICO 1
Precio promedio mayorista de energía en Centroamérica
US$/MWh, anual



*Sin dato disponible para 2017.
**Paridad de Poder Adquisitivo.
Fuente: CRIE.

Entre los problemas detectados en esta actividad se encuentran:

1. **Los suplidores de energía eléctrica tienen un alto poder de mercado (con respecto al consumidor) lo que permite el aprovechamiento económico a nivel de generación.** El mercado eléctrico en Nicaragua presenta características de un mercado cautivo, en el que los consumidores no pueden escoger a sus suplidores y se ven obligados a comprar o consumir lo disponible. En este caso, sin una adecuada regulación, los suplidores (generación eléctrica) tienen el poder de establecer condiciones ventajosas en términos de precio de venta y en detrimento de los consumidores (ESMAP, 2008; Armstrong & Vicker, 2018).

2. **El alto poder de mercado se refleja en los contratos de compra de energía eléctrica a las generadoras.** Estos contratos son del tipo Power Purchase Agreement (PPA), y para el caso nacional, otorgan beneficios excesivos en perjuicio de los consumidores finales, por medio de tres parámetros fundamentales establecidos en dichos contratos:

   - Precio (pagos por potencia elevados).
   - Cantidad (capacidad de producción de energía más allá de la necesaria).
   - Plazos (vigencia de los contratos).

A continuación, se analiza cómo estos parámetros benefician a un grupo de generadores por encima de una situación de libre competencia:

   i. **Precio: pagos fijos por potencia elevados.** Las generadoras térmicas y una geotérmica[7] (643 MW) (INE, 2020a) reciben dos tipos de remuneraciones[8]: un pago fijo por potencia contratada

6 Precio promedio con el que las generadoras venden la energía eléctrica a sus compradores (distribuidoras y grandes consumidores).

7 Polaris Energy S.A. (PENSA).

8 En cambio, las generadoras de energía proveniente de las demás fuentes renovables reciben únicamente el pago variable por energía efectivamente despachada.

y un pago variable[9] por energía efectivamente despachada.

El pago fijo por potencia contratada depende únicamente de la capacidad instalada (MW) que tiene la planta para generar energía; por cada MW instalado se le paga mensualmente a la planta una remuneración acordada en el PPA, llamada precio por potencia. Cifras del INE (2020a) muestran que el precio por potencia en Nicaragua se encuentra entre US$6,000 y US$15,000 mensual por cada MW instalado.

En Nicaragua, los precios por potencia son altamente atractivos para las generadoras térmicas. Se puede ilustrar la problemática con los casos de Albanisa y Alba Generación, a las cuales les fueron otorgados los precios por potencia más altos entre las generadoras térmicas. A continuación, se observan los componentes del pago por potencia a estas plantas, así como su remuneración mensual, según cifras del INE (2020a) a diciembre 2018.

CUADRO 4

Plantas de Albanisa

Remuneraciones por potencia (mensual), diciembre 2018

	Albanisa	Alba Generación	Total
Capacidad instalada (MW)	200.0	109.9	309.9
Precio de potencia (US$/MW)	14,740.0	14,960.0	-
Cargo por potencia mensual (US$)	2,948,000.0	1,643,864.6	4,591,864.6

Fuente: INE.

En 2018, estas plantas tenían una capacidad combinada de 364.8 MW, representando el 25 por ciento de la capacidad instalada total de generación y el 46 por ciento de la capacidad instalada térmica en ese año (CEPAL, 2019), respectivamente. Así, se observa que casi a la mitad de la generación térmica se le remunera por potencia con los precios más altos que existen en el mercado.

Sin embargo, esta situación no es exclusiva para Albanisa y Alba Generación. Hasta diciembre de 2018, la mayoría de las generadoras térmicas eran remuneradas con precios por potencia que excedían los US$10,000/MW-mes. El precio por potencia promedio (ponderado) que cobraban las generadoras en Nicaragua hasta diciembre 2018 ascendía a US$12,635/MW-mes (INE, 2020a). Se puede ver información más detallada sobre los precios por potencia de las generadoras térmicas en Nicaragua en el Anexo 1.

Al observar lo que sucede en otros países de la región, se logra apreciar con mayor claridad el alto precio por potencia que pagan los nicaragüenses. En El Salvador, el precio por potencia es regulado (algo que en Nicaragua no sucede en todo el eslabón de generación), pudiendo fijarse como máximo en US$7,800/MW-mes en 2015 (revisado anualmente) (CNE, 2016). En Honduras, el precio por potencia también es regulado, siendo el rango permitido de entre US$10,000/MW a US$11,890/MW – mes en 2020 (CREE, 2020). Si bien estos precios son mayores que en El Salvador, siguen siendo menores al promedio observado en Nicaragua. Por último, como ejemplo ilustrativo, en Guatemala, en el año 2016 se adjudicaron 11 contratos (la mayoría a generadoras a base de carbón o búnker) con precios por potencia de US$5,880/MW-mes (CentralAmericaData, 2016).

ii. Cantidad excesiva de capacidad de generación. El pago fijo por potencia es la principal fuente de ingresos de la generadora, y es con la que recupera su capital invertido, obtiene ganancias, y paga el principal e intereses de cualquier deuda en la que haya incurrido para financiar el proyecto (CEPAL, 2001). Por ende, esta remuneración es uno de los incentivos más grandes que tienen las generadoras para invertir en Nicaragua.

Como se indicó anteriormente, el pago por potencia en Nicaragua es el más alto de la región, y eso permite incentivos a la creación de capacidad de generación térmica, aún si no

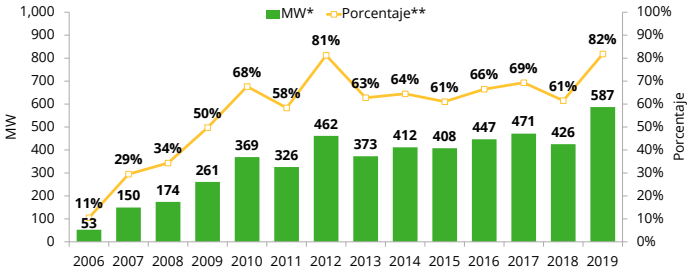
9 El pago variable por energía efectivamente despachada es lo que la distribuidora paga por la energía que recibe por parte de la generadora. Con estos ingresos, las generadoras cubren sus costos de insumos (en el caso que utilicen combustible), así como sus costos de operación y mantenimiento.

es necesaria para el país. En efecto, esto es lo que ha ocurrido en Nicaragua, donde existe una capacidad instalada de generación que supera la demanda máxima de energía, y esta brecha muestra una tendencia creciente. Así, las reservas de energía[10] en Nicaragua se han mantenido por encima del 50 por ciento desde 2010, alcanzando un nivel de 81.8 por ciento en 2019[11] (INE, 2020b), el cual es demasiado elevado (Multiconsult, 2020a).

GRÁFICO 2

Reservas de energía en Nicaragua

Megavatios y porcentaje, anual



*Diferencia entre capacidad efectiva y demanda máxima.
**Indica el porcentaje que representan las reservas en MW sobre la demanda máxima en cada año.
Fuente: INE.

A esta capacidad excesiva de reservas, que en su mayoría son térmicas (Multiconsult, 2020a), se le sigue remunerando sin importar que no esté despachando energía, dado los términos de pago por potencia en sus contratos. Por ende, los usuarios pagan (en concepto de potencia) por una gran cantidad de energía que no consumen. Por ejemplo, las plantas Che Guevara no están operando[12] debido a las sanciones[13] aplicadas a Albanisa, pero aun así son remuneradas por este concepto (Multiconsult, 2020b).

El problema del exceso de generación energética se continúa profundizando actualmente. En agosto de 2019, funcionarios del Gobierno de Nicaragua llegaron a un acuerdo de contratación de 300 MW de energía con base en gas natural con la empresa New Fortress Energy, noticia que se hizo pública a inicios de 2020. Los actores involucrados en la negociación indican que esta planta comenzará operaciones en 2021. Sin embargo, expertos consideran que, dado el nivel de demanda de energía en Nicaragua, esta planta debería iniciar operaciones hasta en 2026 (Olivares, 2020).

iii. **Plazos excesivos de vigencia de los contratos que desincentivan la competencia.** Según información del MEM (2020), el plazo promedio de los contratos de las 29 generadoras que operan en este país es de 27 años. Estos plazos causan que las generadoras no tengan incentivos para competir por ofrecer precios de energía más bajos. Adicionalmente, las distribuidoras pierden la oportunidad de contratar opciones de energía más barata que pueden surgir durante la vigencia del contrato[14]. Se puede ver información más detallada sobre los plazos de los contratos de generación en Nicaragua en el Anexo 2.

Este punto se aprecia al comparar los plazos de contratos en Nicaragua con los del resto de países en la región. En Guatemala, la regulación establece que los contratos de largo plazo pueden ser de hasta 15 años (CNEE, s.f.). Algo similar ocurre en Panamá, donde se consideran de "largo plazo" aquellos contratos que tengan una vigencia de entre 5 y 15 años. En el caso de Panamá, se adjudicó un contrato de 10 años (para el periodo 2018-2028) a la empresa Gas Natural Atlántico por 350 MW (Celsia, 2015); mientras tanto, en Nicaragua el contrato de generación a base de gas natural acordado con New Fortress Energy tiene un plazo de 20 años (Olivares, 2020). Igualmente, en El Salvador se

10 Diferencia entre capacidad efectiva y demanda máxima. Las reservas porcentuales indican el porcentaje que representan las reservas en MW sobre la demanda máxima en cada año.

11 Este incremento de reservas se debe principalmente por el aumento en la capacidad efectiva de generación (1,117 MW en 2018 y 1,305 MW en 2019) (INE, 2020b).

12 En 2018 generaron 369,202 MWh de energía, cifra que se redujo a 205,345 MWh en 2019. En el acumulado de 2020, hasta el 22 de julio, estas plantas han generado 1,827 MWh (CNDC, 2020).

13 Ley Global Magnitsky.

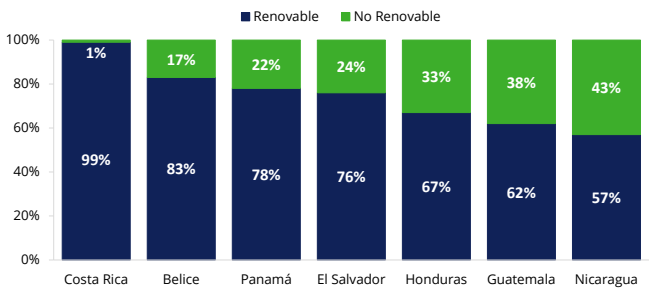
14 Ya sea por generadoras que ofrecen el mismo tipo de energía a precios más bajos o por avances tecnológicos.

adjudicaron en 2014 contratos a proyectos solares con plazos de 20 años (CentralAmericaData, 2014); y un proyecto solar se está terminando de construir en 2020 y tendrá un plazo de 20 años (CentralAmericaData, 2019). En contraste, las dos generadoras a base de energía solar existentes en Nicaragua (SOLARIS y La Trinidad) gozan de contratos de 30 años cada una (INE, 2020c).

Adicionalmente, en Nicaragua, varios de los contratos PPA fueron adjudicados entre mediados de la década de los 2000 e inicios de la década de 2010 (INE, 2020c; 2020d) como respuesta a la crisis energética que sufrió el país entre 2005 y 2006. Para atraer la inversión de generadoras de energía, se establecieron beneficios atractivos que permitían a las generadoras recuperar su capital invertido antes de la finalización del plazo del contrato. Sin embargo, tras años de haber superado la crisis energética, las generadoras continúan beneficiándose de los términos acordados en esa época (Multiconsult, 2020b).

3. **Alta dependencia en energías fósiles, la cual es más cara que la energía proveniente de fuentes renovables, y vulnerable a vaivenes por el precio internacional del petróleo.** Hasta 2018, el 43 por ciento de la matriz energética del país estaba conformada por energía proveniente de fuentes fósiles, siendo el país con la menor participación de energía renovable en la región.

GRÁFICO 3
Fuentes de energía en Centroamérica
Porcentaje, 2018



Fuente: CEPAL (2019).

Esta alta participación de energía no renovable en la matriz puede apreciarse en la tendencia del precio mayorista promedio de la energía eléctrica en Nicaragua, el cual disminuyó de US$171/MWh en 2011 a US$117/MWh en 2016, y luego aumentó hasta situarse en US$152/MWh en 2019, siguiendo el comportamiento del precio internacional del petróleo (INE, 2020e).

En cambio, la energía proveniente de fuentes renovables es más barata que la energía fósil. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés) (2019), hasta 2018 la energía proveniente de distintas fuentes renovables tenía los siguientes costos promedios a nivel global

CUADRO 5
Precios promedios de energía proveniente de fuentes renovables en el mundo
US$ / MWh, 2018

Biomasa	62
Geotérmica	72
Hidroeléctrica	47
Solar fotovoltáica	85
Eólica sobre tierra	56
Eólica sobre agua	127

Fuente: IRENA.

Así, se observa cómo Nicaragua, donde existe un alto potencial de generación de energía proveniente de fuentes renovables[15], y a pesar de los avances que el país ha hecho en este campo en la última década[16], aun desaprovecha la oportunidad de generar la gran mayoría de su energía por menos de US$100/MWh.

4. **Existe un riesgo de que, en el esfuerzo por invertir en fuentes de energía renovable, resulte en una matriz energética que no garantice una provisión estable de energía.** Si bien la energía renovable es más barata y tiene un menor costo social, es importante considerar las ventajas y desventajas de cada fuente de energía para asegurar una provisión óptima de energía eléctrica al mercado. Por ejemplo, la generación hidroeléctrica tiene que enfrentar a mediano plazo

15 Véase Flores (2013) e IRENA (2015).

16 Las fuentes de energía renovable pasaron de conformar el 33.1 por ciento de la matriz energética del país en 2011 al 57 por ciento en 2018 (CEPAL, 2019).

el problema del cambio climático, el cual es exacerbado en Nicaragua por el manejo deficiente de los bosques[17]. La generación eólica y solar también registran períodos de intermitencia en su producción, los cuales deben ser tomados en cuenta al momento de diseñar una matriz óptima para el país, con sus correspondientes incentivos.

5. **El entorno de negocios poco favorable y las regulaciones y leyes exacerban el problema de poder de mercado excesivo (mercado cautivo), lo que incide en que la energía proveniente de fuentes renovables sea vendida a un precio superior a los precios observados en el mundo.** Esto incide en que, incluso la energía proveniente de fuentes renovables, sea vendida a un precio superior a los registrados a nivel mundial. El entorno de negocio poco favorable y el alto riesgo país de Nicaragua podrían causar que las potenciales inversiones en generación de energía renovables busquen garantías e incentivos para instalarse. Por lo tanto, en sus contratos, las generadoras de energía renovable en Nicaragua cobran precios superiores a los observados en el mundo (véase Anexo 3).

Con base en los precios de la tabla en el Anexo 3, también se observa que el precio de la energía proveniente de fuentes renovables es más alto en Nicaragua comparado a otros países de Centroamérica. Algunos ejemplos particulares se observan a continuación.

CUADRO 6

Precios de energía renovable en países de Centroamérica

País	Caso
Guatemala	120 MW adjudicados a 7 empresas (hidroeléctricas, biomasa y biogás) a un precio promedio de US$73/MWh en febrero 2020, en sustitución de la generadora a base de carbón "San José".
El Salvador	Proyectos solares en: **2014:** 60 MW por US$101.9/MWh; 34 MW por US$123.4/MWh. **2017:** 119 MW por US$51.5/MWh **2020:** 140 MW por US$49.6/MWh
Costa Rica	Precios promedios en 2018: **Hidroeléctrica:** US$107.15/MWh **Eólica:** US$77.7/MWh **Biomasa:** US$90.97/MWh

Fuente: CentralAmericaData, El Periódico (Guatemala), ICE y PV Magazine.

Asimismo, según la Ley No. 532, Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables (2005), la energía proveniente de fuentes renovables que es vendida en el mercado de ocasión debe mantenerse dentro de una banda de precios, la cual es diferente para cada tipo de fuente de energía renovable, determinada por el MEM según la Ley No. 911[18] (2015). No obstante, el MEM sustituyó el uso de bandas de precios con precios máximos desde 2017 mediante una resolución ministerial[19]. Estos precios máximos se observan a continuación:

CUADRO 7

Precios máximos de energía proveniente de fuentes renovables en Nicaragua

US$ / MWh	
Eólica	80
Geotérmica	92
Biomasa	80
Hidroeléctrica a filo de agua	107
Hidroeléctrica con embalse	99
Solar	70

Fuente: MEM.

Al comparar los precios máximos de Nicaragua con los precios promedios mundiales informados por IRENA para el año 2018, se observa que en el país la energía proveniente de fuentes renovables también es vendida, en el mercado de ocasión, a un precio superior. Por ende, podría inferirse que las instituciones nicaragüenses buscan que la inversión en proyectos de energía limpia sea más atractiva para los inversionistas; sin embargo, esto viene en detrimento de los consumidores finales.

Otro factor que puede estar influyendo en el alto costo de la energía proveniente de fuentes renovables es la poca demanda de energía en Nicaragua y su bajo nivel de crecimiento. En 2019, la demanda máxima de energía en el país fue de 718 MW (INE, 2020f); entre 2013 y 2015, el crecimiento de la demanda máxima de energía fue de entre 4.5 y 7.8 por ciento, pero se redujo a 0.6, 1.2 y 1.8 por ciento por ciento en 2016, 2017 y 2018, respectivamente (INE, 2020g). Estas características de la demanda causan que en Nicaragua se inviertan en proyectos pequeños de energía renovable, perdiéndose importantes economías de escala que resultan en

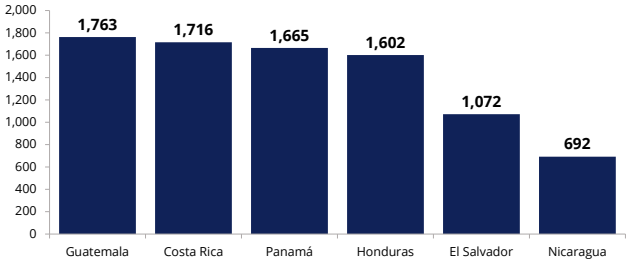
17 Véase MARENA (2019).

18 Ley de Reformas a la Ley No. 554, "Ley de Estabilidad Energética" y a la Ley No. 898, "Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor".

19 Resolución Ministerial No. 002-DGERR-002-2017.

altos precios de la energía. En comparación, en 2018 la demanda máxima de energía en los demás países de Centroamérica era muy superior a la registrada en Nicaragua, como se observa a continuación.

GRÁFICO 4
Demanda máxima de energía eléctrica
Megavatios, 2018



Fuente: CEPAL (2019).

6. **Existencia de barreras legales y económicas para aprovechar el Mercado Eléctrico Regional (MER).** Los excedentes de energía en Nicaragua (los que se observó que son elevados) se encuentran legalmente comprometidos con las distribuidoras, por lo que no se puede aprovechar y exportar más energía al MER. Adicionalmente, este excedente de energía tiene tarifas poco competitivas comparado con la energía ofertada en el MER por los demás países centroamericanos (Calero, 2017). Por ende, Nicaragua pierde la oportunidad de abaratar su tarifa energética mediante una mayor generación de excedente y venta de energía en el MER.

Transmisión

En 2018, la actividad de transmisión constituyó 3.7 por ciento de la tarifa energética final (Multiconsult, 2020a). El costo del servicio de transmisión en Nicaragua es relativamente aceptable cuando se compara con Costa Rica, pero es más alto que en los demás países centroamericanos.

CUADRO 8
Cargo por uso del sistema de transmisión en Centroamérica[a/]
US$ / MWh

	Nicaragua		El Salvador		Guatemala		Costa Rica[b/]		Panamá[c/]	
	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA	US$	US$ PPA
2012	6.64	16.70	4.97	9.49	3.51	7.55	17.13	24.35	n.d.	n.d.
2013	7.11	18.11	5.50	10.78	3.60	7.60	19.68	27.48	n.d.	n.d.
2014	7.91	20.20	4.99	10.06	3.57	7.33	18.26	27.05	n.d.	n.d.
2015	8.22	21.23	6.71	13.77	3.68	7.55	22.56	33.11	n.d.	n.d.
2016	8.55	23.10	6.76	14.29	4.03	7.94	21.58	33.31	n.d.	n.d.
2017	n.d.	n.d.	6.71	14.51	3.97	7.42	18.56	30.02	0.76	1.53
2018	n.d.	n.d.	7.92	17.17	4.01	7.76	17.44	28.61	0.63	1.28
2019	9.32	27.45	n.d.	n.d.	4.38	8.52	21.96	36.67	0.71	1.47

a/: Sin datos disponibles para Honduras y Belice.
b/: Diciembre de cada año.
c/: Cifras correspondientes a cargos a las generadoras de energía. Cargos a la demanda en el período 2017-2019 fueron 0.52, 0.51 y 0.54 US$/MWh, respectivamente.

Fuente: ARESEP, BEL, CNEE, Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA), INE, SIGET.

Entre los problemas detectados en esta etapa de la provisión de energía eléctrica están:

1. **Incertidumbre sobre la revisión del INE de la eficiencia económica en la determinación del peaje.** Cada año, ENATREL hace una propuesta al INE de la tarifa que cobrará por transportar la energía de los puntos de generación a las subestaciones de distribución. Esta tarifa, conocida como CMT o peaje, le permite a ENATREL cubrir sus costos de inversión en líneas de transmisión, sus costos de operación y mantenimiento, el costo de operación del CNDC, y el pago de intereses y comisiones por financiamientos obtenidos para la inversión. El INE puede aprobar el peaje solicitado por ENATREL o aprobar arbitrariamente otro peaje; esto lo hace tras una revisión de los costos, e intereses y comisiones que ENATREL presupuesta para el año.

   Dicho lo anterior, las resoluciones del INE muestran que, a partir de 2015, no existe diferencia entre el peaje solicitado por ENATREL y el peaje aprobado por el INE (véase el cuadro 9). Hasta 2014, el INE aprobaba peajes menores a los solicitados por ENATREL. Es necesario que lo solicitado por ENATREL no solo sea contablemente correcto, sino también que sea lo más eficiente para el eslabón de transmisión. De otra forma se estarían creando incentivos a la ineficiencia en este eslabón de la provisión de energía eléctrica.

CUADRO 9
Costo Medio de Transmisión de Nicaragua [a/]
US$ / MWh

	Solicitado por ENATREL	Aprobado por INE	Diferencia
2007	6.54	5.16	-1.38
2012	9.04	6.64	-2.40
2013	7.65	7.11	-0.54
2014	8.04	7.91	-0.13
2015	8.22	8.22	0.00
2016	8.55	8.55	0.00
2019	9.32	9.32	0.00

[a/]Sin datos disponibles para 2008-2011 y 2017-2018

Fuente: INE y CNDC.

2. **Las redes de transmisión tienen desgaste físico significativo y varios activos han superado su vida útil, lo que puede aumentar las pérdidas en el corto plazo.** Nicaragua muestra un buen desempeño en lo que respecta a pérdidas en sus líneas de transmisión eléctrica. Según cifras oficiales, es el segundo país en la región con menores pérdidas en este eslabón del mercado.

CUADRO 10

Pérdidas en transmisión

Porcentaje, 2018

Belice	5.4%
Panamá	3.7%
Costa Rica[a/]	3.3%
Guatemala	3.0%
Nicaragua	2.2%
El Salvador	1.8%
Honduras	n.d.
Promedio[b/]	**3.4%**

a/: Proyecciones de ICE.
b/: Excluyendo a Nicaragua.

Fuente: AMM, BEL, CND, ICE, INE y SIGET.

Sin embargo, según el Plan de Expansión de Transmisión 2018-2033 de ENATREL (2018), varias de las líneas y subestaciones de transmisión poseen una antigüedad de más de 50 años, operando con equipo que ha sobrepasado su vida útil (especial énfasis en conductores desgastados y con desperfectos mecánicos). Estos activos aumentan las pérdidas en el presente, y aumentarían las pérdidas en el corto y mediano plazo.

Distribución

En 2018, la actividad de distribución contribuyó con el 34.7 por ciento de la tarifa energética final (Multiconsult, 2020a). A continuación, se observa cómo se ha comportado la contribución de este eslabón a la tarifa energética final de Nicaragua durante el último quinquenio, medido a través del Valor Agregado de Distribución (VAD)[20].

CUADRO 11

Valor Agregado de Distribución

US$ / MWh

Jan-15	54.8
Apr-15	54.8
Jul-15	54.8
Jan-16	54.8
Feb-16	54.8
May-16	54.8
Aug-16	54.8
Jun-17	53.2
Jul-17	53.2
Jan-19	55.9
Mar-19	55.9

Fuente: INE.

La actividad de distribución y comercialización se da a través de la empresa Disnorte-Dissur. En general, en una economía, el destino de una empresa no es de importancia nacional al menos que el mal funcionamiento de esta tenga un impacto sistémico, como es el caso para Disnorte-Dissur. No obstante, en este eslabón se visualizan problemas particulares que si se logran solucionar (total o parcialmente) conllevaría, a un alivio en la tarifa energética de los consumidores finales. Entre los problemas detectados en esta etapa están:

1. **El costo de la energía eléctrica adquirida por la distribuidora, proveniente del sector de generación es elevado.** La distribuidora, al comprar energía que es cara desde el principio de la cadena de producción de energía (como se explicó en el diagnóstico del sector de generación), tiene un margen de maniobra reducido en términos contables para realizar ajustes de la tarifa hacia la baja, a lo que se suma el hecho de que la tarifa es regulada por el INE.

2. **La liquidez de la distribuidora está afectada significativamente por dos problemas crónicos: las pérdidas técnicas[21] y no técnicas[22], y la mora.** Estos dos factores significan una merma financiera en el distribuidor, lo que al igual que el problema anterior, reduce el espacio de maniobra tanto en términos de inversiones como en capacidad de reducción de tarifa.

    i. Nicaragua se encuentra en la segunda posición de pérdidas en distribución más alta de la región, lo que influye en tener una tarifa energética más elevada comparado a los demás países de Centroamérica.

CUADRO 12

Pérdidas en distribución

Porcentaje, 2018

Honduras	26.2%
Nicaragua	19.7%
Guatemala[a/]	14.0%
Panamá	13.2%
Costa Rica[b/]	11.0%
El Salvador	9.5%
Belice	6.5%
Promedio[c/]	**13.4%**

a/: Estimado con base en total de pérdidas de 2017, registradas en 17% según la CEPAL (2018).
b/: Proyecciones ICE.
c/: Excluyendo a Nicaragua.

Fuente: ASEP, BEL, CEPAL, El Heraldo, ICE, INE y SIGET.

20 Costo medio que considera todos los costos de inversión y operación de una empresa distribuidora modelo o teórica que opera en el país con eficiencia en su política de inversiones y en su gestión. Por ende, el VAD no necesariamente reconoce los costos efectivos incurridos por una distribuidora (CNE, 2020). En Nicaragua, el VAD es determinado por el INE.

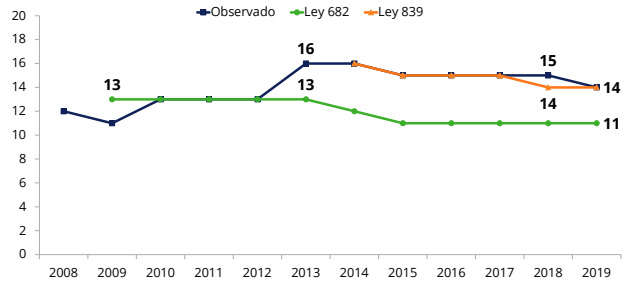
21 Pérdidas relacionadas a problemas de eficiencia, fallas y/o desgaste en las redes físicas de distribución de energía eléctrica.

22 Se refiere a pérdidas por conexiones ilegales (principalmente) y por ineficiencias administrativas y/u operativas.

ii. No existe información pública de la mora. No obstante, a 2016 la estimación era que las cuentas por cobrar a activos estaban en torno a 40 por ciento, 50 por ciento de la mora con más de 180 días de rezago, y un índice de incobrabilidad de alrededor del 5 por ciento (Sánchez, 2016). Estas cifras probablemente empeoraron a partir de 2018 por la situación económica en el país. Esto último fue corroborado por el presidente de la Cámara de Energía de Nicaragua (CEN), quien en una entrevista en noviembre de 2019, mencionó que antes de 2018, la distribuidora lograba cobrar 95 por ciento de su factura, es decir 5 por ciento de incobrabilidad, pero que al momento de la entrevista esa cifra estaba en 90 por ciento, o sea, el 10 por ciento de incobrabilidad (Confidencial, 2019).

3. **Las autoridades y reguladores no crean los incentivos a las distribuidoras a reducir sus pérdidas, transfiriendo la mayoría de los gastos por pérdidas al cobro del consumidor formal.** Los mandatos por reducir la cantidad de pérdidas que asumen los consumidores formales han sido flexibilizados en beneficio de las distribuidoras. La Ley No. 682[23] (2009), ordenaba que la contribución por pérdidas de los consumidores formales se redujera gradualmente hasta alcanzar 11 puntos porcentuales, nivel que se alcanzaría en 2015. No obstante, se puede observar que en dicho período la contribución por pérdidas que realizaban los consumidores pasó de 13 puntos porcentuales en 2012 a 16 puntos porcentuales en 2013, un movimiento que iba en contra de lo establecido en la ley.

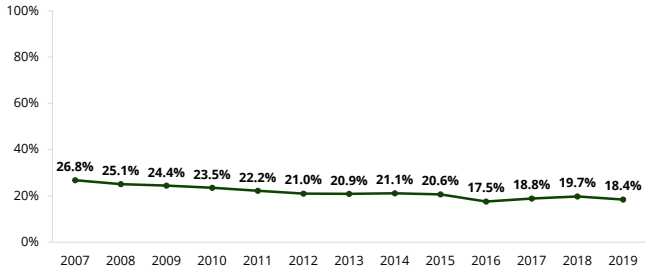
GRÁFICO 5
Pérdidas asumidas por los consumidores finales
Puntos Porcentuales, anual



Fuente: Multiconsult (2020); Asamblea Nacional

Luego, en 2013 se modificó la contribución de los consumidores formales mediante la aprobación de la Ley No. 839[24], la cual estableció que estos asumirían 16 puntos porcentuales de las pérdidas durante el primer año, 15 puntos porcentuales durante los siguientes tres años, hasta alcanzar 14 puntos porcentuales en 2018. La contribución de los consumidores finales ha seguido el comportamiento mandado por la segunda ley (con excepción de 2018, cuando el nivel normado era 14 pp.pp. pero se mantuvo en 15 pp.pp.). Así, puede observarse que hubo una flexibilización en beneficio de las distribuidoras. En concordancia, como se puede observar en el gráfico sobre pérdidas de distribución presentado a continuación, en los últimos años las pérdidas por distribución muestran una tendencia creciente.

GRÁFICO 6
Pérdidas de distribución en el SIN
Porcentaje, anual



Fuente: INE (2020b).

Esto no sería un gran problema para los consumidores si las distribuidoras asumieran un gran porcentaje de las pérdidas. Sin embargo, como se mencionó en el punto anterior, en Nicaragua los consumidores terminan asumiendo la mayoría de las pérdidas, pagando 14 puntos porcentuales (Multiconsult, 2020b) (71.1% del total de pérdidas de 2018 (INE, 2020b)).

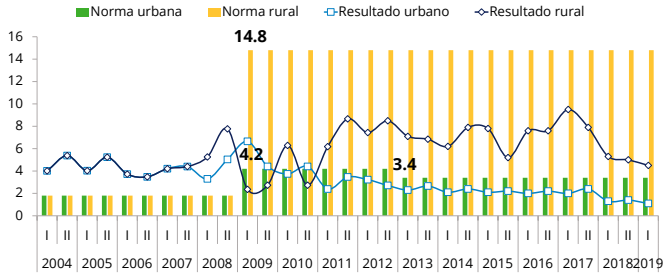
4. **Las normas de interrupción de servicios para las distribuidoras crean incentivos a bajar la calidad en el suministro de energía, especialmente en las zonas rurales.** En 2009 se aumentaron los niveles permitidos de interrupción en el suministro de energía para las principales distribuidoras del país. Según datos del INE, en el caso de DISNORTE, el número de veces (en promedio) por semestre que era interrumpi-

23 Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 272, "Ley de la Industria Eléctrica" y a la Ley No. 554, "Ley de Estabilidad Energética".

24 Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 272, "Ley de la Industria Eléctrica" y a la Ley No. 554, "Ley de Estabilidad Energética" y de Reformas a la Ley No. 661, "Ley para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica" y a la Ley No. 641, "Código Penal".

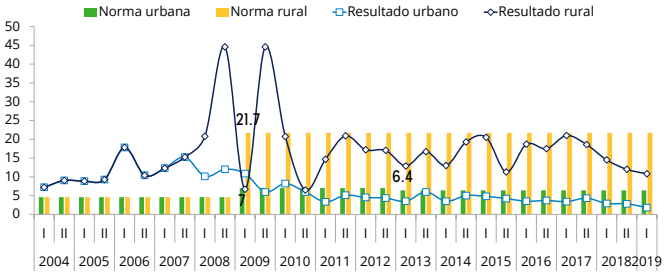
do el servicio pasó de 1.8 a nivel nacional en 2008, a 4.1 veces en la zona urbana y 22 veces en la zona rural en 2009. En cuanto al tiempo de interrupción del servicio, en horas, por semestre, la norma pasó de un máximo de 4.6 horas a nivel nacional en 2008, a 7 horas en la zona urbana y 36.9 horas en la zona rural en 2009. En 2013, las normas para las zonas urbanas fueron reducidas levemente: los máximos de interrupción en el servicio se fijaron en 3.3 veces (en promedio) por semestre y 6.4 horas por semestre. Un comportamiento paralelo se observa en el caso de DISSUR (INE, 2020h).

GRÁFICO 7
FMIK* de DISSUR
Número de veces, semestre



*Frecuencia Media de Interrupción del Kilovatio promedio.
Fuente: INE.

GRÁFICO 8
TTIK* de DISSUR
Número de horas, semestre

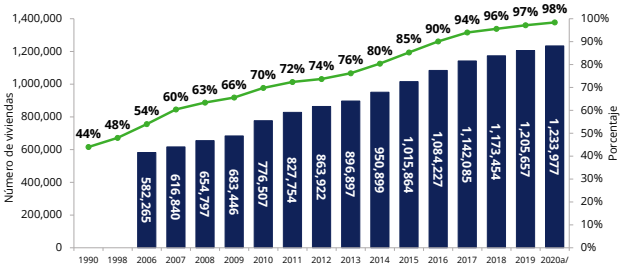


*Tiempo Total de Interrupción del Kilovatio promedio.
Fuente: INE.

Podría inferirse que el aumento en los niveles de interrupción en el suministro de la energía permitidos a las distribuidoras fue una medida tomada en consideración de la crisis energética de mediados de la década de los 2000[25]. Por ende, se flexibilizaron las normas para no penalizar excesiva e injustamente (por problemas en la actividad de generación) a las distribuidoras. No obstante, tras varios años de haber superado la crisis energética, los niveles permitidos de interrupción en el suministro de energía se mantienen prácticamente iguales a los fijados en 2009. Esto es particularmente cierto en el caso de la zona rural. Estas normas pueden incentivar a las distribuidoras a no hacer esfuerzos por mejorar la calidad en el servicio de suministro de energía, incentivando la ineficiencia.

5. **Expansión acelerada de la cobertura eléctrica, lo que podría haber influido en las pérdidas técnicas de distribución.** La cobertura pasó de 54 por ciento en 2006 a 97.2 por ciento en 2019 de acuerdo con las cifras del MEM (2020). Aunque esto es un dato positivo, también podría estar impactando en las pérdidas técnicas reportadas por la distribuidora. Esta expansión, que tenía como objetivo la provisión de energía eléctrica, podría no haberse realizado con la infraestructura adecuada. Esto causaría un acceso de energía eléctrica sin voltaje adecuado evitando el acceso de calidad de este servicio en las zonas rurales.

GRÁFICO 9
Cobertura eléctrica nacional
Vivienda y porcentaje, anual



a/ Proyección MEM.
Fuente: MEM.

6. **Existen "altas tarifas" por la importación de energía proveniente del MER.** Según la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) (2019), el precio promedio de la energía en el MER se encontraba en US$166/MWh en 2013, disminuyó hasta US$59.58/MWh en 2017 y luego aumentó a US$74.12/MWh en 2018. Sin embargo, existe un cobro por el uso de la red del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), la cual está a cargo del Estado a través de ENATREL, que incrementa considerablemente el costo que deben asumir los consumidores finales de Nicaragua por energía importada. Por ejemplo, en diciembre 2018 las distribuidoras pagaron US$410/MWh por la energía que compraron del MER. De estos US$410, el 63.2 por ciento correspondía a este cargo complementario por el uso de las líneas del SIEPAC (Multiconsult, 2020b). Por ende, existe una barrera

25 Si bien en 2009 la crisis ya se estaba superando, puede ser que los efectos duraderos de la misma continuaban afectando la calidad del suministro de la energía, dado que la mejora en la calidad de un sistema de distribución es un proceso de mediano y largo plazo.

implementada por el Estado para el importe de energía eléctrica. Esta medida protege a las generadoras de energía que se encuentran dentro del territorio nacional, perdiendo la oportunidad de reducir la tarifa energética al comprar energía en el MER.

7. **Existen altas barreras técnicas y financieras para que los hogares y las empresas generen su propia energía renovable para autoconsumo.** Los consumidores finales en Nicaragua también tienen la opción de generar su energía proveniente de fuentes renovables para reducir su nivel de dependencia con las distribuidoras. En cambio, cualquier excedente de energía que genere el consumidor puede ser inyectado a la red de distribución, permitiendo que el cliente acumule un crédito a su favor. Para esto, dicho consumidor tiene que contar con un medidor bidireccional, el cual le permite inyectar la energía a las redes de distribución y continuar comprando a la distribuidora la diferencia de energía que no le cubre su generación propia. Esta dinámica se conoce como Generación Distribuida Renovable, la cual está regulada por DISNORTE-DISSUR desde el 13 de febrero de 2020, fecha en que fue publicado el Anexo Técnico de la Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo[26].

   Sin embargo, los consumidores que deseen generar energía para autoconsumo enfrentan barreras para implementar un sistema de esta naturaleza. Primero, el Anexo es demasiado técnico, por lo que, a los consumidores finales, en particular los hogares y pequeñas empresas, necesitarían invertir en un asesoramiento técnico antes de realizar cualquier inversión relacionada al sistema. Así mismo, el Anexo establece que se deben realizar una serie de estudios previo a la instalación[27] de estos sistemas, que garanticen la factibilidad de su implementación. Estos factores son desincentivos para los consumidores finales que estén interesados en la generación distribuida, dado que los costos de inversión, tanto financieros como en tiempo requerido para la exitosa implementación del sistema, aumentarían considerablemente.

   Adicionalmente, existen dos cargos por generación distribuida que están presentes dentro del Anexo Técnico y dentro de la tarifa final. Esto implica que al finalizar los procesos de Generación Distribuida muchos hogares y empresas tendrán que duplicar dichos pagos. El primero corresponde al cargo por Disponibilidad de la Red[28] y el segundo es el cargo por Capacidad de Suministro. Ambos cargos van incluidos en la tarifa final dentro del cálculo del VAD[29].

8. **El alumbrado público es cobrado en la tarifa energética, lo que se traduce en otra carga que deben asumir, en su totalidad, los consumidores formales.** En 2015 los costos de distribución incluidos en la tarifa ascendieron a US$54.77/MWh, de los cuales US$6.08/MWh (11.1%) correspondían a costos de alumbrado público (Multiconsult, 2016). Sin embargo, el alumbrado público es, según la teoría económica, un bien público porque es un tipo de bien del cual todos se benefician sin algún tipo de exclusión. Es decir, es difícil impedir que una persona no sea beneficiada por la luz del alumbrado en la noche. También es un bien que no tiene ninguna rivalidad porque da utilidad a más de un usuario a la vez. No obstante, por términos de eficiencia los procesos de alumbrado público suelen ser llevados por las distribuidoras, que aprovechan la infraestructura de los postes para llevar redes secundarias que proporcionan energía a los hogares.

   Sin embargo, aunque los procesos deberían ser eficientes por el papel de las distribuidoras, dentro del registro de desvíos tarifarios existe un déficit de alumbrado público que alcanza los US$25 millones

26 La normativa entró en vigencia el 18 diciembre de 2017, fecha que fue publicada en La Gaceta, Diario Oficial; no obstante, la regulación por parte de DISNORTE-DISSUR comenzó oficialmente a partir de la publicación del Anexo Técnico en La Gaceta, Diario Oficial (Resolución Ministerial No. 001-DGERR-001-2020).

27 Dentro de los cuales están: ensayos conforme a normas técnicas nacionales e internacionales que garanticen el cumplimiento de normas de seguridad y calidad; la solicitud de un Dictamen de Factibilidad Operativa; y un estudio de impacto de inyecciones de energía a la red de distribución, el cual debe garantizar que estas inyecciones no tengan efectos adversos sobre la red (este estudio puede realizar análisis de flujo de potencia, fluctuación de voltaje, corto circuito, verificación del diseño de puesta a tierra, y la estabilidad territorial y técnica del sistema).

28 "Dicho cálculo se realiza mediante la aplicación del Cargo por demanda de potencia de la tarifa de Uso de Red" (Acuerdo Ministerial No. 001-DGERR-001-2020).

29 Pago que recibe la empresa por su función de distribuidora de energía.

de dólares acumulados entre julio 2016 y septiembre 2019, y que deben ser compensados a las distribuidoras[30]. No obstante, el dato no tiene ningún tipo de concepto; es decir, no se argumenta si estos gastos se llevaron a cabo por inversiones o mantenimiento.

30 Esta cifra se encuentra reportada dentro de la Resolución - Certificación No. INE-CD -13-12-19 publicada en enero 2020.

Recomendaciones

Con base en los problemas antes discutidos en cada actividad del mercado eléctrico de Nicaragua, se realizan las siguientes recomendaciones:

Generación

a. Corto plazo

1. **Aplicar procesos de licitación en la compra de energía eléctrica.** Para ello, se requiere eliminar los procesos de negociación directa, reformando los artículos de la Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica (1998), que permiten este tipo de procesos[31]. Estas licitaciones deben ser supervisados por el MEM y el INE, según lo establecido en la Ley No. 272 (1998).

2. **Introducir regulación para nuevos contratos PPA, que otorguen beneficios adecuados, en dependencia del tipo de proyecto de generación.** En particular, los términos que deben cambiar con relación a los contratos PPA vigentes son, al menos, los siguientes:

    - Reducir los precios del pago fijo por potencia, así como la eliminación de este precio una vez el inversionista haya recuperado su capital invertido; esto especialmente para los proyectos de generación de energía proveniente de combustibles fósiles.

    - Reducir los plazos de los contratos, en particular a aquellos proyectos de generación de energía proveniente de combustibles fósiles. La magnitud óptima en la reducción de los plazos sigue siendo analizada y discutida en FUNIDES, pero la decisión quedaría a criterio de las autoridades pertinentes.

    - Establecer cláusulas en cada contrato que ordenen su terminación en el caso que la generadora alcance un plazo de tiempo sin estar despachando energía; esto vendría a reducir los pagos por potencia a generadoras ociosas.

    El objetivo detrás de la regulación de nuevos contratos PPA es el de encontrar un balance en precios para el binomio consumidor-generador. Es decir, que sea adecuado para el consumidor (en un entorno competitivo) al tiempo que para los generadores les permita el desarrollo y construcción de sus instalaciones y que tengan un retorno al capital razonable (bajo el supuesto de la operación eficiente de sus plantas). Esta regulación tendría que realizarse, en conjunto, por el MEM y el INE.

3. **Examinar la posibilidad de renegociar los contratos PPA vigentes, estableciendo términos que se acerquen a los recomendados en el punto anterior.** Abogados y expertos en temas legales deben analizar las cláusulas de cada contrato para determinar la facilidad de llevar a cabo procesos de esta naturaleza, así como los

31 Los cuales empezaron a realizarse mediante el Decreto ejecutivo No. 18-2008.

costos legales que podrían implicar. Se sugiere hacer un balance de los costos-beneficios; por ejemplo, iniciar un proceso de esta naturaleza puede no ser tan conveniente en el caso de un contrato que le falte 2 años de vigencia comparado con otro que le falte 10 años. En particular, se debe hacer énfasis en la terminación del pago por potencia para aquellos proyectos que ya recuperaron su inversión inicial y establecer precios topes para aquellos generadores con ineficiencias en sus operaciones, especialmente para la generación térmica (43% de la generación efectiva en 2018). También se deben incluir cláusulas en cada contrato que ordene su terminación en el caso que la generadora alcance un plazo de tiempo sin estar despachando energía (caso actual de las plantas térmicas Che Guevara); esto vendría a reducir los pagos por potencia a generadoras ociosas.

4. **Revisar los incentivos actuales a la inversión en proyectos de generación de energía renovable.** Esta revisión, que incluye determinar la necesidad de una ley de incentivo a los biocombustibles (considerando los aspectos negativos relacionados con la seguridad alimentaria), debe ser realizada por el MEM y PROCompetencia con el fin de contar con energía limpia y más barata comparada con la energía proveniente de fuentes fósiles. Igualmente, se debe continuar con los lineamientos existentes que proveen incentivos financieros y fomentan la inversión pública, que respeten el plazo establecido sin espacio a renegociación:

    - Exoneración de Derechos Arancelarios de Importación e Impuestos al Valor Agregado en distintos insumos para nuevos proyectos.

    - Exoneración de Impuestos sobre la Renta (IR) y del pago mínimo definido del IR establecidos en la Ley No. 987, Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 822 “Ley de Concertación Tributaria” (2019), por un periodo no mayor a siete años.

    - Exoneración de todos los impuestos derivados de riquezas ambientales por un periodo no mayor de 5 años.

    Otras políticas de incentivo para proyectos de energía renovable que pueden considerarse, según Barragan y Espinoza (2015), son:

    - Inversión en tecnología e investigación por parte del Gobierno, por medio de alianzas con centros educativos, para realizar estudios innovadores de fuentes de energía renovable que insten a su utilización.

    - Crear líneas de crédito para entidades públicas y privadas, que faciliten el financiamiento de inversiones en energía renovable.

Todo esto tiene que tomar en cuenta el objetivo estratégico de la matriz de generación óptima, lo cual está dentro de las medidas de largo plazo, a continuación.

b. Largo plazo

1. **Reducir los niveles de reservas de energía.** Se recomienda que estas se mantengan entre 30 y 40 por ciento. Sin embargo, esto tiene que realizarse paralelo a la dinámica esperada en el crecimiento de la demanda de la energía. Por ende, se debe continuar la introducción de nuevos proyectos de generación, pero a un ritmo inferior al crecimiento de la demanda hasta llegar a los niveles recomendados. Las distribuidoras (DISNORTE y DISSUR) deben jugar un papel fundamental para cumplir esto, al ser los agentes que contratan la energía, así como el MEM y posiblemente el INE, quienes deben velar por los intereses de los consumidores finales en los procesos de contratación a través de un proceso de regulación.

2. **Definir la combinación óptima de cada tipo de energía renovable y no renovable en la matriz energética de Nicaragua, considerando los as-**

pectos positivos y negativos de cada una. Para esto se debe realizar un análisis aparte, altamente calificado, técnico e independiente. Entre los puntos a considerar está la intermitencia y vulnerabilidad (ante cambios en el clima, geología, etc.) de cada tipo de energía, tecnología futura, costos de inversión (los de la geotermia son los más altos, aunque es uno de los tipos más beneficiosos) entre otros.

3. **Mejorar el entorno de negocios y reducir el riesgo país para que se puedan acordar precios por generación de energía competitivos a nivel regional, especialmente para los proyectos que generen energía proveniente de fuentes renovables.** Según Mostert (2007), en Nicaragua reducir el riesgo e incertidumbre es más atractivo para los inversionistas y garantiza en mayor medida la reducción de los precios comparado con incentivos a la inversión. Lograr este objetivo requiere de un esfuerzo conjunto de todas las instituciones, tanto públicas como privadas.

Transmisión

a. Corto plazo

1. **El INE debe publicar las revisiones y análisis contables y económicos detallados sobre las cifras solicitadas por ENATREL para ser reconocidas en el peaje.** Esto incluye las revisiones de los planes de inversión en líneas de transmisión, costos de operación y mantenimiento de ENATREL y el CNDC, además de las comisiones e intereses cobrados por el servicio del peaje y la eficiencia económica detrás de esos números. Se debe hacer especial énfasis en este último aspecto, con el fin de maximizar la eficiencia del agente de transmisión.

b. Largo plazo

1. **Renovar las líneas y equipo de transmisión (conductores) desgastados y que han superado su vida útil**, con el fin de reducir potenciales pérdidas en el mediano y largo plazo, lo cual debe incluirse dentro de los programas de expansión de ENATREL.

Distribución

a. Corto plazo

1. **Implementar medidas para reducir las afectaciones a la liquidez de la distribuidora**, en particular las pérdidas técnicas y no técnicas, y la incobrabilidad.

   - **Actualizar el estudio de pérdidas en distribución y realizar esta medición periódicamente en el futuro.** Se necesita conocer el desglose actual de las pérdidas técnicas y no técnicas en la actividad de distribución para formular las políticas adecuadas a implementar que lograrían disminuir los niveles de pérdidas observados. El último estudio de este tipo, realizado por una consultoría privada, data de 2011. Esta medición debe realizarse periódicamente para el seguimiento y retroalimentación de las políticas implementadas.

   - **Implementar medidas de entendimiento comunitario para la mora y las pérdidas no técnicas.** La reciente reforma[32] a la Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética (2005), además de la Ley No. 661, Ley para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica[33] (2012) (Ley Antifraude), ofrecen opciones legales contra el hurto de energía eléctrica, que incluyen multas y el embargo de bienes. Así mismo, el artículo 236 de la Ley No. 641, Código Penal (2008), determina que el hurto de energía "[...] por un monto mensual igual

32 Ley No. 1006, Ley de Reforma a la Ley No. 554, "Ley de Estabilidad Energética" y sus reformas (2019).

33 Que ordena la aplicación de las sanciones establecidas en la *Normativa de multas y sanciones* del INE (2000).

o superior a tres salarios mensuales del sector industrial, será sancionado con pena de prisión de uno a tres años y de cien a trescientos días multa."

No obstante, actualmente estas opciones, en particular el embargo de bienes y encarcelamiento, no son necesariamente las más recomendables considerando la desaceleración económica y el contexto nacional. Según cifras del Banco Central de Nicaragua (BCN) (2020a), este país, tendría ya dos años consecutivos de contracción económica, con una variación anual del Producto Interno Bruto (PIB) en 2018 y 2019 de -4.0 y -3.9, respectivamente (BCN, 2020b). A esto se le suma el impacto social y económico del COVID-19, con lo cual la actividad económica se reduciría también en 2020, aumentando los niveles de desempleo y la cantidad de personas en situación de pobreza.

Considerando lo anterior, la mora en el pago por el servicio de energía eléctrica se estaría incrementando por disminución del ingreso, y no necesariamente estaría relacionado con la falta de voluntad de pago. De ahí que un proceso que permita el entendimiento y arreglos a nivel comunitario con la distribuidora podrían ser mucho más efectivo que los métodos penales o coercitivos.

- **Revisar la red de distribución para detectar zonas con altas pérdidas técnicas y reforzar la calidad de estas.** Debido a la expansión acelerada de la red de distribución, mencionado como parte del diagnóstico, es probable que las pérdidas técnicas se hayan incrementado. Esto último se sabrá con actualizaciones periódicas en la medición de las pérdidas y su desglose. De ser así, se recomienda que se revisen las redes y se corrija su calidad para menguar las pérdidas técnicas a niveles normales para estas estructuras.

2. **Realizar estudios completos e independientes que justifiquen la actualización del pliego tarifario, tarea que debe ser asumida en paralelo entre el regulador y las distribuidoras.** La Normativa de Tarifa requiere que se realicen estos estudios en cualquier momento que se soliciten ajustes en la tarifa energética. La distribuidora hace las solicitudes y tiene el deber de contratar a una firma calificada para realizar el estudio de justificación, y luego el INE revisa y analiza la solicitud. En el primer estudio a realizar, se deben auditar los desvíos tarifarios vigentes para determinar si son justos o si deben ser modificados.

3. **Reducir los niveles permitidos a las distribuidoras para la interrupción en el suministro de energía eléctrica.** El INE debe modificar sus normativas de intermitencia en la provisión eléctrica para exigir mayor calidad a las distri buidoras, tras más de una década en que estas normativas se han mantenido prácticamente inamovibles.

b. Largo plazo

1. **Reducir gradualmente la contribución que realizan los consumidores finales por concepto de pérdidas en distribución.** Como punto de partida, se puede regresar a los niveles exigidos de 11 puntos porcentuales ordenados para 2018 en la Ley No. 682 (2009). Luego, se buscaría realizar esfuerzos con las distribuidoras y los consumidores finales para continuar reduciendo gradualmente la carga que asumen los clientes formales. Esto a su vez incentivaría a las distribuidoras a hacer mayores esfuerzos para reducir sus pérdidas.

2. **Reducir las pérdidas en distribución observadas a través de esfuerzos conjuntos con las distribuidoras y el Estado.** El MEM y el INE deben

colaborar con las distribuidoras para encontrar soluciones que reduzcan las pérdidas en distribución, en particular aquellas relacionadas con las conexiones ilegales. En dicho caso, es importante que en estos esfuerzos también participe el sistema de justicia del país, dado que la Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética (2005), declaró ilegal el hurto de energía y la alteración de los medidores. Se debe implementar un sistema efectivo de cortes para casos menores que enjuicien rápidamente a usuarios que se conecten a la red de manera ilegal con frecuencia.

3. **Aumentar los niveles de regulación que INE aplica a las distribuidoras con respecto al costo del alumbrado público.** Este proceso también incluye la imposición de sanciones o multas al no cumplirse las normativas legales o que la distribuidora no proporcione la contabilidad adecuada. El objetivo de este punto es aumentar los niveles de transparencia que aseguren el funcionamiento eficiente y justo para los consumidores formales.

4. **Reducir las "tarifas" o costos complementarios por el uso de las líneas del SIEPAC en la compra de energía del MER.** Mediante un esfuerzo conjunto entre ENATREL y el INE, esta acción permitiría que Nicaragua reduzca su tarifa energética al aprovechar la energía ofertada en el mercado regional, la cual es más barata que la ofrecida en el mercado interno.

5. **Reducir las barreras técnicas y financieras en la instalación de sistemas de generación distribuida, requeridas en el Anexo Técnico.** Esto incluye utilizar un lenguaje menos complejo en términos técnicos, agilizar los procesos de tramitología, y reducir el número de estudios requeridos que pueden desincentivar la inversión en estos sistemas. Estas modificaciones deben ser realizadas por el MEM.

Referencias bibliográficas

- Administrador del Mercado Mayorista (AMM) (2019). Informe Estadístico 2018. Ciudad de Guatemala: AMM. https://www.amm.org.gt/pdfs2/informes/2018/INFEST20180101_01.pdf

- Álvarez, L. (2020). EEGSA adjudicó 120 MW a siete empresas. Ciudad de Guatemala: El Periódico. https://elperiodico.com.gt/inversion/2020/02/13/eegsa-adjudico-120-mw-a-siete-empresas/

- ARESEP (2020). Estadísticas del Mercado Eléctrico Nacional: E7 SEN 1997-2018. San José de Costa Rica: ARESEP. [Excel].

- ARESEP (2020). Tarifas de electricidad del sistema de transmisión eléctrica. San José de Costa Rica: ARESEP. https://aresep.go.cr/transparencia/datos-abiertos/tarifas-electricidad-sistema-transmision-electrica

- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) (s.f.). Demanda. Ciudad de Panamá: ASEP. https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/estadisticas/2018/II_semestre/demanda.pdf

- Armstrong, M. & Vickers, J. (2018). Patterns of Competition with Captive Customers. Munich: MPRA. https://mpra.ub.uni-muenchen.de/90362/1/MPRA_paper_90362.pdf

- Barragan, A., & Espinoza. J.L. (2015). Políticas para la promoción de las energías renovables en Ecuador. Universidad de Cuenca, 1.

- BCN. (2020a). Producto Interno Bruto [Data set]. https://www.bcn.gob.ni/estadisticas/sector_real/produccion/1-1.htm

- BCN. (2020b). Principales Indicadores Macroeconómicos [Data set]. https://www.bcn.gob.ni/estadisticas/anuario_estadistico/index.php

- BEL. (2014). Annual Report 2013. Belmopán: BEL. http://www.bel.com.bz/annual_reports/Annual%20Report%202013.pdf

- BEL. (2019). Annual Report 2018. Belmopán: BEL. http://www.bel.com.bz/annual_reports/Annual%20Report%202018.pdf

- Bow, J. (2019). Distribuidora eléctrica con pérdidas millonarias, pese a protección oficial. https://confidencial.com.ni/distribuidora-electrica-con-perdidas-millonarias-pese-a-proteccion-oficial/

- Calero, M. (2017). Nicaragua no aprovecha el Mercado Eléctrico Regional. Managua: La Prensa. https://www.laprensa.com.ni/2017/05/24/nacionales/2234772-mercado-electrico-regional

- Celsia (2015). Celsia Centroamérica. Ciudad de Panamá: CELSIA. [Diapositivas PowerPoint].
- CentralAmericaData (2014). Firman contratos de energía solar en El Salvador. https://www.centralamericadata.com/es/article/home/Firman_contratos_de_energa_solar_en_El_Salvador
- CentralAmericaData (2016). Energía de Guatemala: Adjudican once contratos. https://www.centralamericadata.com/es/article/home/Energa_de_Guatemala_Contratos_a_59_por_MW
- CentralAmericaData (2019). Avanza construcción de planta solar de 140 MW. https://www.centralamericadata.com/es/article/home/Avanza_construccin_de_planta_solar_de_140_MW
- CEPAL. (2001). El Mercado Eléctrico Regional: Contratos PPA en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua. Washington D.C.: CEPAL. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/25579/LCmexL493_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- CEPAL. (2018). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2017. Ciudad de México.
- CEPAL. (2019). Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de la Integración Centroamericana 2018 (SICA). Ciudad de México.
- CNDC (2020). ID Ejecutivo (31-12-2018, 31-12-2019 y 22-07-2020). Managua: CNDC. http://www.cndc.org.ni/.
- CNE (2016). Sector Eléctrico de El Salvador. San Salvador: CNE.
- CNE (2020, julio 17). Tarificación. Santiago de Chile: CNE. https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/#:~:text=El%20VAD%20es%20fijado%20cada,su%20gesti%C3%B3n%2C%20de%20modo%20que
- CNEE (2014). Informe estadístico de mercado 2013. Ciudad de Guatemala: CNEE. http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Informe%20estadistico%202014.pdf
- CNEE (2017). Informe estadístico de mercado 2016: Período 2012-2016. Ciudad de Guatemala: CNEE. http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Informe%20estadistico%202016.pdf
- CNEE (2020). Generadores de electricidad en Guatemala. Ciudad de Guatemala: CNEE. Recuperado el 2 de marzo de 2020, de: http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=97
- CNEE (2020). Informe estadístico preliminar del mercado nacional 2015-2019: Datos Generales del Mercado Mayorista de Guatemala. Ciudad de Guatemala: CNEE. http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=4889
- CNEE (s.f.). Experiencias de Guatemala en Subastas de Energía. Ciudad de Guatemala: CNEE. [Diapositivas de PowerPoint].
- Confidencial (2019). Régimen prioriza caja de Disnorte-Dissur. Managua: Confidencial. https://confidencial.com.ni/regimen-prioriza-caja-de-disnorte-dissur/

→ CREE (2020, mayo). Informe de Ajuste Tarifario Primer Trimestre 2020. Tegucigalpa: CREE. https://www.cree.gob.hn/informe-trimestral-de-tarifas/

→ CRIE (2018). Informe del Mercado Eléctrico Regional del Año 2017. http://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2018/07/INFORME-ANUAL-DEL-MERCADO-EL%C3%89CTRICO-REGIONAL-A%C3%91O-2017.pdf

→ CRIE (2019). Supervisión y análisis del Mercado Eléctrico Regional Año 2018. https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2019/12/Informe-anual-2018.pdf

→ Díaz, B. (2017). Firmados contratos para plantas solares a US$51,48 el MWh en El Salvador. PV Magazine. https://www.pv-magazine-latam.com/2017/03/29/firmados-contratos-para-plantas-solares-a-us-5148-el-mwh-en-el-salvador/

→ ENATREL (12 de mayo de 2008). Misión, Visión y Valores. Managua: ENATREL. http://www.enatrel.gob.ni/vision-mision-y-valores/

→ ENATREL (2018). Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión 2018-2033. Managua: ENATREL. http://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2008/06/PLAN-INDICATIVO-DE-LA-EXPANSION-DE-LA-TRANSMISION.pdf

→ ESMAP (2008). Regulatory Review of Power Purchase Agreements: A Proposed Benchmarking Methodology. Washington D.C.: ESMAP. http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/09/BessantJones_Regulatory_Review_Of.pdf

→ ETESA (2020). Pliego Tarifario 2017-2021: Cargos CUSPT 2017-2021. Ciudad de Panamá: ETESA. [Excel].

→ Flores, C. (2013). Nicaragua: a renewable energy paradise in Central America. Washington D.C.: Banco Mundial. https://www.worldbank.org/en/news/feature/2013/10/25/energias-renovables-nicaragua

→ FUNIDES (2015). Consideraciones y opciones de políticas con relación a las actuales tarifas eléctricas. Managua: FUNIDES.

→ Fundación Nicaragüense para el Desarrollo Económico y Social (2017). Coyuntura Económica Nicaragua: Tercer Informe 2017. Managua: FUNIDES.

→ Fundación Nicaragüense para el Desarrollo Económico y Social (2020, abril). Informe de Coyuntura, abril 2020. FUNIDES. https://funides.com/publicaciones/informe-de-coyuntura-abril-2020/

→ ICE (2015). Registro de Agentes en la Cadena Mayorista de la Industria Eléctrica Nacional. San José de Costa Rica: ICE. https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=1&codigoTipoArchivo=1001

→ ICE (2018). Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica. San José de Costa Rica: ICE. https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/741c8397-09f0-4109-a444-bed598cb7440/PROYECCION+DE+LA+DEMANDA+ELECTRICA+2018-2040.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mrl1cAQ

→ ICE (2019). Generación y Demanda, Informe Anual 2018. San José de Costa Rica: ICE.

→ INE (2000). Resolución No. 013-2000, Normativa de multas y sanciones. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/normativas/normativas-de-multas-y-sanciones/

- INE (2007). Resolución No. 360-06-2007. Managua: CNDC. http://www.cndc.org.ni/publicaciones/Memo%20PS%20SMC%200591%2008%202007%20(NUEVO%20VALOR%20DE%20PEAJE).pdf
- INE (2012). Resolución No. INE-CD-001-01-2012. Managua: CNDC. http://www.cndc.org.ni/publicaciones/Resoluci%c3%b3n%20INE%20CD%20001%2001%202012.%20Peaje%20ENATREL%202012.pdf
- INE (2013). Resolución No. INE-CD-001-04-2013. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/oaip/ajustestarifarios/2013/INE-CD-001-04-2013.pdf
- INE (2013). Resolución No. INE-CD-008-12-2013. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/oaip/ajustestarifarios/2014/INE-CD-008-12-2013.pdf
- INE (2014). Resolución No. INE-CD-05-12-2014. Managua: CNDC. http://www.cndc.org.ni/publicaciones/Resolucion%20No.%20INE-CD-05-12-2014%20peaje%202015.pdf
- INE (2016). Resolución No. INE-04-12-2015. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/oaip/ajustestarifarios/2016/INE-04-12-2015.pdf
- INE (2019). Resolución No. INE-CD-006-12-2018. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/oaip/ajustestarifarios/2016/INE-04-12-2015.pdf
- INE (2020a). Electricidad: Compras mayoristas de DISNORTE-DISSUR, diciembre 2018. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/DGE/mercadomayorista/2018/12/compras_dic18.pdf
- INE (2020b). Electricidad: Estadísticas Anuales 2007-2019, Resumen de los principales indicadores eléctricos. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/estadisticas-anuales/
- INE (2020c). Fichas de licencia de generación. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/agentes-del-mercado-del-sector-electrico/fichas-de-licencia-de-generacion/
- INE (2020d). Contratos vigentes. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/contratos-vigentes/
- INE (2020e). Electricidad: Precios mayoristas. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/precios-mayoristas/
- INE (2020f). Electricidad: Estadísticas anuales, Demandas máximas y mínimas de potencia 2019. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/DGE/estadisticas/2019/demanda_dic19_actmar20.pdf
- INE (2020g). Electricidad: Serie Histórica, Demanda y factor de carga Sistema Interconectado Nacional. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/DGE/estadisticas/serieHistorica/demanda-energia-2010-2017-actabril18.pdf
- INE (2020h). Electricidad: Indicadores de calidad del suministro. Managua: INE. https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/indicadores-de-calidad-del-suministro/
- IRENA (2015). Nicaragua: Renewables Readiness Assessment, Executive Summary. Abu Dabi: IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/Jan/IRENA_RRA_Nicaragua_ES_2015_EN.pdf

- IRENA (2019). Renewable Power Generation Costs in 2018. Abu Dabi: IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf

- Ley No. 1006, Ley de Reforma a la Ley No. 554, "Ley de Estabilidad Energética" y sus reformas. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 06 de noviembre de 2019.

- Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 23 de abril de 1998.

- Ley No. 532, Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 27 de mayo de 2005.

- Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 18 de noviembre de 2005.

- Ley No. 641, Código Penal. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 05-09 de mayo de 2008.

- Ley No. 661, Ley para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 13 de septiembre de 2012.

- Ley No. 682, Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 272, "Ley de la Industria Eléctrica" y a la Ley No. 554, "Ley de Estabilidad Energética". La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 19 de mayo de 2009.

- Ley No. 839, Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 272, "Ley de la Industria Eléctrica" y a la Ley No. 554, "Ley de Estabilidad Energética" y de Reformas a la Ley No. 661, "Ley para la Distribución y el Uso Responsable del Servicio Público de Energía Eléctrica" y a la Ley No. 641, "Código Penal". La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 19 de junio de 2013.

- Ley No. 911, Ley de Reformas a la Ley No. 554, "Ley de Estabilidad Energética" y a la Ley No. 898, "Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor". La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 22 de septiembre de 2015

- Ley No. 971, Ley de Reformas a la Ley No. 272, "Ley de la Industria Eléctrica", a la Ley No. 898, "Ley de Variación de la Tarifa de Energía Eléctrica al Consumidor", a la ley No. 720, "Ley del Adulto Mayor" y a la Ley No. 160, "Ley que Concede Beneficios Adicionales a las Personas Jubiladas". La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 13 de febrero de 2008.

- Ley No. 987, Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 822, "Ley de Concertación Tributaria". La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 27 de febrero de 2019.

- López, B. (2017). Firmados contratos para plantas solares a US$51.48 MWh en El Salvador. https://www.pv-magazine-latam.com/2017/03/29/firmados-contratos-para-plantas-solares-a-us-5148-el-mwh-en-el-salvador/

- MEM (2018). Generación Hidroeléctrica. Ciudad de Guatemala: MEM. https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Generaci%c3%b3n-Hidroel%c3%a9ctrica.pdf

- MEM (2019). Estadísticas Subsector Eléctrico 2018. Ciudad de Guatemala: MEM. https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Generaci%c3%b3n-Hidroel%c3%a9ctrica.pdf

- MEM (2020). Agentes Generadores de la Energía Eléctrica (Plantas en Operación Comercial). Managua: MEM. http://www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2017/10/Agentes-Generadores-en-Operacion-oct-2017.pdf

- MEM (2020). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de 2019-2033. Managua: MEM. http://www.mem.gob.ni/wp-content/uploads/2019/05/Plan-de-Expansion-de-la-Generacion-Electrica-de-2019-2033.pdf

- Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) (2019). Causas de la deforestación y degradación forestal en Nicaragua. Managua: MARENA. http://www.marena.gob.ni/Enderedd/wp-content/uploads/2019/11/Documento-causas-de-la-deforestacio%CC%81n-26_07_2019_VF.pdf Mostert, W. (2007). Unlocking Potential, Reducing Risk: Renewable Energy Policies for Nicaragua. Washington D.C.: Banco Mundial. http://documents.worldbank.org/curated/en/178621468061465651/pdf/415980PAPER0NI1g0potential01PUBLIC1.pdf

- Multiconsult (2016). El sector de energía eléctrica de Nicaragua. Managua: FUNIDES.

- Multiconsult (2020a, febrero 13). Evolución de los principales indicadores energéticos de Nicaragua. [Diapositivas de Powerpoint].

- Multiconsult (2020b, febrero 13). Perspectivas sector eléctrico Nicaragua. [Diapositivas de Powerpoint].

- Olivares, I. (2020). Gobierno ofreció comprar energía de gas a 110 dólares el MWh. Managua: Confidencial. https://confidencial.com.ni/gobierno-ofrecio-comprar-energia-de-gas-a-110-dolares-el-mwh/

- Resolución Ministerial No. 001-DGERR-001-2020. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 13 de febrero de 2020.

- Resolución Ministerial No. 002-DGERR-002-2017. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 06 de junio de 2017.

- Resolución No. 14-2000. Normativa de Tarifas. La Gaceta, Diario Oficial, Managua, Nicaragua, 27 de junio de 2000.

- Rocha, M. (2019). Industria nica paga casi el doble por energía eléctrica. Managua: END. https://www.elnuevodiario.com.ni/economia/490653-nicaragua-energia-electrica-centroamerica-guatemal/

- Rodríguez, L. (2019). Manitoba Hydro International aplaza a EEH por bajo nivel de inversión en ENEE. Tegucigalpa: El Heraldo. https://www.elheraldo.hn/economia/1261022-466/manitoba-hydro-international-aplaza-a-eeh-por-bajo-nivel-de-inversi%C3%B3n-en

- Sánchez, C. (2016, marzo). Propuesta de Plan Estratégico DISNORTE-DISSUR para el periodo 2017-2020. Universidad Centroamericana, Programa de maestría en administración y dirección de empresas. http://repositorio.uca.edu.ni/3758/1/UCANI4669.pdf

- SIGET (2016). Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 17 - Año 2015. San Salvador: SIGET. https://www.siget.gob.sv/estadisticas-electricidad/

- SIGET (2019). Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 20 - Año 2018. San Salvador: SIGET. https://www.siget.gob.sv/estadisticas-electricidad/

- UNESCO. (2020). Definition power parity (PPP).http://uis.unesco.org/en/glossary-term/purchasing-power-parity-ppp#slideoutmenu

Anexos

CUADRO ANEXO TÉCNICO 1

Potencia de generadoras térmicas

Diciembre 2018

	Potencia		Precio por potencia (US$/MWh-mes)	Precio ponderado
	(MW)	(% del total)		
Tipitapa Power Company	50.9	8.8	11,500	1,013
CENSA	57.0	9.9	12,010	1,185
EEC (Corinto)	50.0	8.7	11,500	996
EEC (Corinto - 10)	16.8	2.9	14,000	407
Albanisa	200.0	34.6	14,740	5,104
GEOSA	93.0	16.1	6,730	1,084
AGSA	109.9	19.0	14,960	2,846
Total	577.6			12,635

Fuente: INE

CUADRO ANEXO TÉCNICO 2

Contratos por generación de energía en Nicaragua

Fecha de otorgamiento y plazo de vigencia (años)

Fuente de Energía	Agentes Generadores	Fecha otorgado	Años de vigencia	Años prorrogados
Biomasa	Planta de Cogeneración Monterosa	02 nov. 2001	15	10
	EGERSA	31 ene. 2012	30	
	Nicaragua Sugar States Limited (SER)	23 jun. 2013	7	
	Planta de Cogeneración Green Power (Montelimar)	06 may. 2014	30	
Eólico	Parque Eólico Amayo	16 ago. 2007	30	
	Parque Eólico Amayo Fase II	27 jul. 2009	30	
	Central Eólica La Fe - San Martín (Blue Power)	15 mar. 2010	30	
	Eolo de Nicaragua	09 sep. 2011	30	
	Parque Eólico Comandante Camilo Ortega Saavedra (Albarivas)	n.d.	n.d.	
Geotérmico	Empresa Generadora Momotombo	30 abr. 1999	15	15
	PENSA	09 dic. 2003	20	
Hidroeléctrico	Hidroeléctrica Wawule	26 nov. 2008	20	
	Pequeña Central Hidroeléctrica El Sardinal***	06 ago. 2009	30	
	Hidroeléctrica Pantasma	10 feb. 2010	30	
	Hidroeléctrica Las Cañas (Energía Tropical Sostenible Cerro Frío S.A.)	22 dic. 2010	30	
	Proyecto Hidroeléctrico El Diamante (ISHA)	14 oct. 2012	30	
Solar	Planta Generadora de Energía Fotovoltaica La Trinidad	08 nov. 2013	30	
	Planta Fotovoltaica SOLARIS	22 feb. 2016	30	
Térmico	Tipitapa Power Company Inc. (TPC)	20 abr. 1998	20	5
	Empresa Energética Corinto	29 sep. 1999	20	5
	Corporación Eléctricas Nicaragüenses S.A (CENSA)	11 feb. 2000	15	6
	Generadora Eléctrica Occidental S.A (GEOSA)	11 jul. 2000	30	
	Centrales Termoeléctricas Che Guevara y Hugo Chávez (ALBANISA)	n.d.	n.d.	
	Planta MAN (Alba Generación SA, AGSA)	n.d.	n.d.	

Fuente: INE

CUADRO ANEXO TÉCNICO 3

Precios por generación de energía en el mercado de contratos de Nicaragua

US$/MWh, diciembre 2018

Fuente de Energía	Agentes Generadores	Cargo por energía en Nicaragua	Cargo por energía en el mundo[a/]
Biomasa	Planta de Cogeneración Green Power (Montelimar)	122.0	62.0
	Nicaragua Sugar States Limited (SER)	125.4	
	Planta de Cogeneración Monterosa	115.6	
	EGERSA	106.3	
Eólico	Central Eólica La Fe - San Martín (Blue Power)	124.4	56.0
	Eolo de Nicaragua	124.8	
	Parque Eólico Amayo	93.2	
	Parque Eólico Amayo Fase II	116.5	
	Parque Eólico Comandante Camilo Ortega Saavedra (Albarivas)	112.3	
Geotérmico	Empresa Generadora Momotombo	100.7	72.0
	PENSA [b/]	17.9	
Hidroeléctrico	Hidroeléctrica Pantasma	107.3	47.0
	Pequeña Central Hidroeléctrica El Sardinal [c/]	100.1	
	Hidroeléctrica Las Cañas (Energía Tropical Sostenible Cerro Frío S.A.)	-	
	Proyecto Hidroeléctrico El Diamante (ISHA)	122.0	
	Hidroeléctrica Wawule	107.0	
Solar	Planta Generadora de Energía Fotovoltaica La Trinidad	110.0	85.0
	Planta Fotovoltaica SOLARIS	114.0	
Térmico	Centrales Termoeléctricas Che Guevara y Hugo Chávez	96.5	-
	Corporación Eléctricas Nicaragüenses S.A (CENSA)	103.9	
	Empresa Energética Corinto	98.0	
	Generadora Eléctrica Occidental S.A (GEOSA)	121.8	
	Planta MAN (Alba Generación SA, AGSA)	122.2	
	Tipitapa Power Company Inc. (TPC)	96.0	

[a/] Precios promedios ponderados en 2018.

[b/] Cobra por potencia US$79,330 / MW al mes (65.5 MW instalados a diciembre 2018).

[c/] A octubre 2018.

Fuente: INE; IRENA

FUNIDES
FUNDACION NICARAGÜENSE PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL

© 2020 FUNIDES
Todos los derechos reservados.

Costado oeste del Club Terraza,
Edificio Discover, segundo piso.
Villa Fontana, Managua.
Nicaragua.

www.funides.com
info@funides.com
(+505) 2270 6490 / 91